Office national de l'énergie

National Energy Board

Les sables bitumineux du Canada

PERSPECTIVES ET DÉFIS JUSQU'EN 2015 : MISE À JOUR

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE JUIN 2006

Canada

106-06535/

Office national de l'énergie
National Energy Board

Les sables bitumineux du Canada

PERSPECTIVES ET DÉFIS JUSQU'EN 2015 : MISE À JOUR

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE JUIN 2006

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2006

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2006

N° de cat. NE23-116/2006F
ISBN 0-662-71848-8

Cat. No. NE23-116/2006E
ISBN 0-662-43353-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1 800 899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux iii

Liste des sigles et des abréviations v

Liste des unités vi

Avant-propos vii

Résumé ix

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Coûts de l'offre 3
- 2.1 Introduction 3
- 2.2 Facteurs économiques 4
  - 2.2.1 Exploitation minière intégrée/séparation et valorisation 5
  - 2.2.2 SGSIV 6
- 2.3 Perspectives – Problèmes et incertitudes 8

Chapitre 3 : Offre de pétrole brut 10
- 3.1 Introduction 10
- 3.2 Réserves de bitume naturel 10
- 3.3 Plans d'expansion 11
- 3.4 Dépenses en immobilisations 13
- 3.5 Production tirée des sables bitumineux 13
  - 3.5.1 Production selon la méthode employée 15
- 3.6 Offre de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 16
  - 3.6.1 Offre disponible nette 16
- 3.7 Besoins en gaz naturel 17
- 3.8 Perspectives – Problèmes et incertitudes 19

Chapitre 4 : Marchés 20
- 4.1 Introduction 20
- 4.2 Marchés intérieurs 20
- 4.3 Marchés d'exportation 22
  - 4.3.1 États-Unis 23
  - 4.3.2 Autres marchés d'exportation 27
- 4.4 Perspectives – Problèmes et incertitudes 28

Chapitre 5 : Principaux pipelines de pétrole brut 31
- 5.1 Introduction 31
- 5.2 Pipelines de pétrole brut 31
- 5.3 Pipelines d'amenée 35
- 5.4 Perspectives – Problèmes et incertitudes 37

Chapitre 6 : Facteurs environnementaux et socio-économiques 39
6.1 Introduction 39
6.2 Environnement 40
6.2.1 Utilisation et conservation de l'eau 40
6.2.2 Émissions atmosphériques 41
6.2.3 Perturbation des sols et remise en état 42
6.2.4 Le soufre en tant que sous-produit 42
6.3 Facteurs socio-économiques 42
6.3.1 Contexte socio-économique 43
6.3.2 Effets socio-économiques positifs 44
6.3.3 Effets socio-économiques négatifs 45
6.4 Perspectives – Problèmes et incertitudes 46

Chapitre 7 : Possibilités dans le secteur de l'électricité 48
7.1 Introduction 48
7.2 Demande d'électricité 48
7.3 Possibilités en cogénération 49
7.4 Transport 50
7.5 Perspectives – Problèmes et incertitudes 51

Chapitre 8 : Possibilités pour les charges d'alimentation pétrochimiques 52
8.1 Introduction 52
8.2 Liquides de gaz synthétique (LGS) extraits du dégagement gazeux à la valorisation 52
8.2.1 Éthane et éthylène ($C_2/C_{2=}$) 53
8.2.2 Propane/propylène ($C_3/C_{3=}$) 54
8.3 Perspectives – Problèmes et incertitudes 54

Glossaire 56

Annexe 1 : Hypothèses économiques et commerciales sur lesquelles se fondent les modèles de coût de l'offre 62

Annexe 2 : Hypothèses sur lesquelles se fonde le modèle de SGSIV de l'Athabasca 63

Annexe 3 : Hypothèses sur lesquelles se fonde le modèle d'extraction à ciel ouvert/séparation et de valorisation de l'Athabasca 64

Annexe 4 : Projets d'exploitation de sables bitumineux 65

Annexe 5 : Facteurs de conversion et contenu énergétique 74

Notes 75

FIGURES

1.1	Réserves de sables bitumineux et capacité de raffinage au Canada et aux États-Unis	1
2.1	Sensibilités du coût de l'offre : Projet d'extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j	5
2.2	Taux de rendement nominal après impôts : Projet d'extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j	5
2.3	Sensibilités du coût de l'offre : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – gisement de grande qualité	6
2.4	Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – gisement de grande qualité (sensibilité au taux de change entre les dollars canadien et américain)	7
2.5	Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – gisement de grande qualité (sensibilité à l'écart léger/lourd)	8
3.1	Vente de terrains dans la région des sables bitumineux	11
3.2	Dépenses en immobilisations estimatives	13
3.3	Production projetée dans la région des sables bitumineux	14
3.4	Production de sables bitumineux selon la méthode employée – Scénario de référence	15
3.5	Production de pétrole brut projetée – BSOC	16
3.6	Offre disponible nette – BSOC	17
3.7	Total des besoins en gaz acheté	18
3.8	Intensité énergétique moyenne – Projets de sables bitumineux	18
4.1	Ontario – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005	21
4.2	Ouest du Canada – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005	21
4.3	PADD I – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005	23
4.4	PADD II – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005	24
4.5	PADD III – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005	25
4.6	PADD IV – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005	26
4.7	PADD V – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005	26

5.1 Principaux pipelines et marchés de pétrole brut au Canada et aux États-Unis 32
5.2 Prévisions de l'ONÉ sur l'approvisionnement, projets de pipeline et date d'achèvement prévue 36

6.1 Projection d'émissions de GES par les sables bitumineux jusqu'en 2015 41
6.2 Travailleurs de la construction requis pour les projets industriels de plus de 100 millions de dollars en Alberta 44

7.1 Coûts estimatifs de l'électricité selon le type de récupération 48
7.2 Cogénération associée à l'exploitation des sables bitumineux 49

TABLEAUX

2.1 Coûts de l'offre et frais d'exploitation estimatifs selon la méthode de récupération 4

3.1 Investissements de capitaux requis 15

4.1 Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005 (m^3/j) 21
4.2 Exportations – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005 (m^3/j) 23
4.3 Agrandissements de raffineries annoncés 27

5.1 Agrandissements annoncés et potentiels des pipelines au Canada 38

6.1 Liste des principaux partenaires multipartites 39

AESO	Alberta Electric System Operator
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CCÉ	cogénération de chaleur et d'électricité
CEMA	Cumulative Environmental Management Association
CERI	Canadian Energy Research Institute
CONRAD	Canadian Oilsands Network for Research and Development
É.-U.	États-Unis
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
GES	gaz à effet de serre
GOSV	gasoil sous vide
IAVH	injection d'air verticale puis horizontale
LGN	liquides de gaz naturel
LGS	liquides de gaz synthétique
MH	méthane de houille
MLL	mélange Lloydminster
MSW	Mixed Sweet (mélange de brut non corrosif)
NYMEX	New York Mercantile Exchange
ONÉ	Office national de l'énergie
PADD	Petroleum Administration for Defense District
PBS	pétrole brut synthétique
PGC	plans de gestion corrective
PIB	produit intérieur brut
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
RASM	résidu atomisé superfin multiphase
RIWG	Regional Issues Working Group
RVP	ratio vapeur-pétrole
SCV	stimulation cyclique par la vapeur d'eau
SGSIV	séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur
SPPLF	sables de production de pétrole lourd à froid
VAPEX	séparation à la vapeur
VNA	versant nord de l'Alaska
WBEA	Wood Buffalo Environmental Association
WCS	Western Canadian Select
WTI	West Texas Intermediate

UNITÉS

b	baril
b/j	barils par jour
BTU	British thermal unit (unité thermique britannique)
BTU/pi^3	BTU par pied cube
Gb	milliard de barils
Gm^3	milliard de mètres cubes
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliards de pieds cubes par jour
GW	gigawatt
GWh	gigawattheure
kb/j	milliers de barils par jour
kpi^3	millier de pieds cubes
m^3	mètre cube
m^3/j	mètres cubes par jour
Mb	million de barils
Mb/j	millions de barils par jour
MBTU	million de BTU
Mpi^3	million de pieds cubes
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
pi^3	pied cube
pi^3 standard	pied cube standard

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects de l'industrie énergétique au Canada. Il a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux et interprovinciaux ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées. L'Office réglemente en outre les droits et les tarifs des pipelines de son ressort. En termes de produits énergétiques, l'Office assure la réglementation des importations et exportations de gaz naturel de même que des exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité. L'Office réglemente enfin les travaux d'exploration, de mise en valeur et de production pétrolières et gazières sur les terres domaniales et zones extracôtières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux. L'Office s'acquitte de sa fonction de conseil en examinant les questions énergétiques ressortissant au Parlement, soit l'offre, le transport et l'utilisation d'énergie au Canada et à l'étranger.

L'ONÉ recueille et analyse des données au sujet des marchés de l'énergie au Canada par la voie de processus réglementaires et aussi grâce à la surveillance des marchés. L'Office est par la suite en mesure de produire des documents, des rapports statistiques et des discours sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques du Canada. Les rapports de la série Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) publiés par l'Office présentent des analyses des principales ressources énergétiques. Ces ÉMÉ permettent aux Canadiens de se tenir au courant des perspectives qui se dessinent à l'égard des approvisionnements en énergie afin de mieux comprendre les problèmes sous-jacents aux décisions prises dans le domaine énergétique, et aux décideurs de se tenir au courant des questions énergétiques sur lesquelles ils doivent se pencher, notamment pour ce qui concerne la réglementation. Sous ce rapport, l'Office a bénéficié de la rétroaction d'un large éventail de participants au marché de partout au pays voulant que l'ONÉ joue un rôle important et occupe une position unique lorsqu'il s'agit de procurer des renseignements objectifs et impartiaux aux décideurs des gouvernements fédéral et provinciaux.

La présente ÉMÉ est une mise à jour de la précédente sur les sables bitumineux, rendue publique par l'Office en mai 2004 et intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*. Les lecteurs souhaitant examiner en détail des renseignements variés sur la ressource des sables bitumineux et sa mise en valeur sont invités à prendre connaissance de la publication précédente. L'objectif fondamental du présent rapport est de mettre en lumière les principaux changements à l'analyse de marché et de l'offre compte tenu de l'évolution de ces aspects au cours des deux dernières années.

En vue de la rédaction du présent rapport, l'ONÉ a dirigé une série d'entrevues et d'entretiens non officiels avec un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie des sables bitumineux, soit des producteurs, des raffineurs, des commercialisateurs, des pipeliniers, des représentants des secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques, des associations industrielles, des consultants, des organismes et ministères gouvernementaux ainsi que des groupes de défense de l'environnement. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

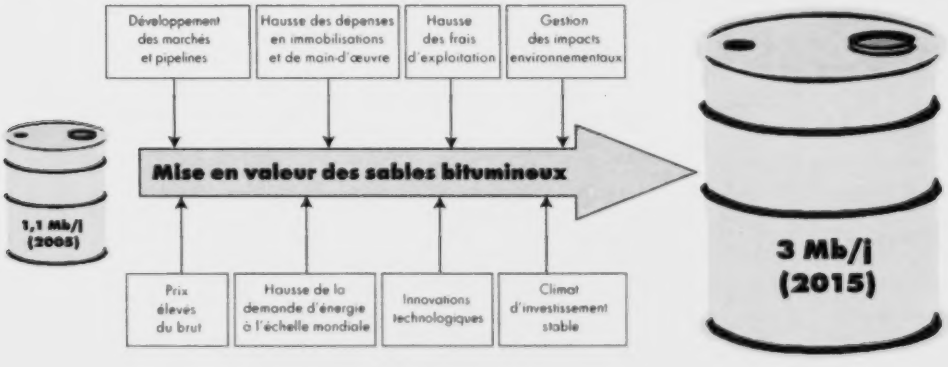
RÉSUMÉ

Introduction

En mai 2004, l'Office a publié une Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*, qui traitait en détail des principaux aspects de l'industrie des sables bitumineux et qui évaluait les possibilités ainsi que les contraintes associées à la mise en valeur de la ressource. Depuis, les conditions entourant la mise en valeur des sables bitumineux ont bien changé. Par conséquent, l'Office a décidé de mettre à jour ce rapport en faisant ressortir les principales transformations à survenir et en montrant de quelle façon la situation a évolué.

Le diagramme qui suit illustre ce qui a surtout influé sur la mise en valeur des sables bitumineux, alors qu'il semble que la production, qui se situait à 175 000 m^3/j (1,1 Mb/j) en 2005, atteindra 472 000 m^3/j (3,0 Mb/j) d'ici 2015.

Facteurs ayant influé sur la mise en valeur des sables bitumineux



Voici une comparaison des principales hypothèses avancées dans la présente analyse (en dollars de 2005) et de celles privilégiées au moment de la rédaction du rapport de 2004 (en dollars de 2003) :

Hypothèses	Rapport de juin 2006	Rapport de mai 2004
Prix du pétrole brut WTI	50,00 $US/baril	24,00 $US/baril
Prix du gaz naturel à la bourse NYMEX	7,50 $US/MBTU	4,00 $US/MBTU
Écart de prix léger/lourd	15,00 $US/baril	7,00 $US/baril
Taux de change du dollar canadien	0,85 $US	0,75 $US

Principales constatations

Coûts de l'offre

Le tableau qui suit présente des données estimatives quant aux coûts de l'offre et aux frais d'exploitation pour diverses méthodes de récupération des sables bitumineux.

Coûts de l'offre et frais d'exploitation estimatifs selon la méthode de récupération

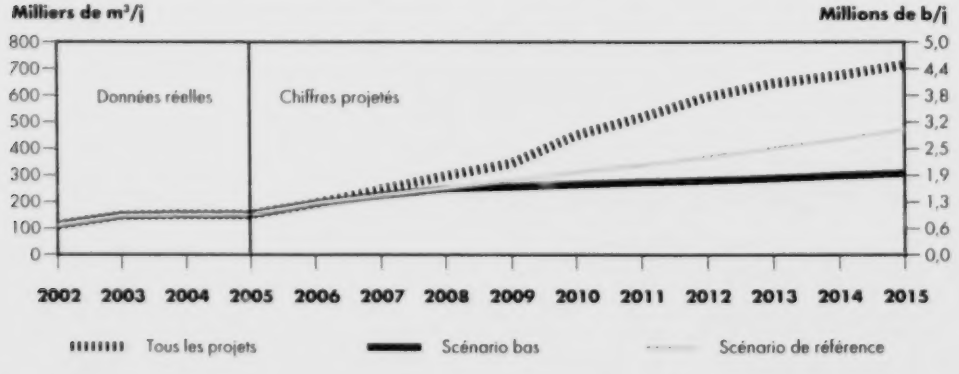
En $CAN (de 2005) par baril à la sortie de l'usine	Type de brut	Frais d'exploitation	Coût de l'offre
Production à froid – Wabasca, Seal	Bitume	De 6 à 9	De 14 à 18
Sables de production de pétrole lourd à froid (SPPLF) – Cold Lake	Bitume	De 8 à 10	De 16 à 19
Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)	Bitume	De 10 à 14	De 20 à 24
Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)	Bitume	De 10 à 14	De 18 à 22
Extraction à ciel ouvert/séparation	Bitume	De 9 à 12	De 18 à 20
Exploitation minière intégrée/valorisation	Pétrole synthétique	De 18 à 22	De 36 à 40

On estime que l'exploitation minière intégrée et la SGSIV sont rentables dès que le baril de WTI se situe entre 30,00 $US et 35,00 $US, ce qui risque de ne pas se concrétiser si le coût des matériaux et de la main-d'œuvre continue de grimper. Des coûts plus élevés pour le gaz naturel et le mélange feraient augmenter ces montants estimatifs. D'autre part, des progrès technologiques réalisés en matière de récupération et de valorisation pourraient avoir un effet réducteur sur les coûts de l'offre.

Offre de pétrole brut

Des dépenses en immobilisations de quelque 125 G$CAN ont fait l'objet d'annonces publiques pour la période de 2006 à 2015, mais il est peu probable que tous les projets d'aménagement ainsi annoncés auront été menés à terme à la fin de cette période. Le scénario de référence illustré ici suppose des dépenses en immobilisations de 94 G$CAN et fait presque tripler la production tirée des sables bitumineux, qui passe de 175 000 m³/j (1,1 Mb/j) en 2005 à 472 000 m³/j (3,0 Mb/j) en 2015.

Production totale de bitume projetée



Marchés et pipelines

Compte tenu des résultats de consultations menées auprès de l'industrie et compte tenu aussi de l'analyse de l'Office, les scénarios éventuels pour l'expansion des marchés visant l'écoulement d'une production croissante tirée des sables bitumineux pourraient suivre les étapes décrites dans le tableau qui suit.

Marchés possibles pour la production tirée des sables bitumineux

Étapes	Marchés possibles
1	Marchés principaux existants en Ontario, dans l'Ouest canadien, dans le nord du PADD II (voir la carte à la page 1 dans le chapitre d'introduction), le PADD IV et l'État de Washington
2	Sud du PADD II, PADD III, nouvelles unités de cokéfaction et/ou élargissements de la capacité de raffinage dans les PADD II, IV et V
3	Nouveaux marchés en Californie et en Extrême-Orient

L'accroissement de la production tirée des sables bitumineux pourrait mener, dès 2007, à une utilisation presque intégrale de l'ensemble de la capacité pipelinière émanant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). En plus de dépendre de l'obtention des autorisations réglementaires requises, le rythme d'agrandissement des pipelines sera tributaire des décisions prises à l'égard des marchés à desservir.

Effets environnementaux et socio-économiques

On comprend maintenant mieux que les importants retraits d'eau de la rivière Athabasca dans le contexte des activités d'extraction à ciel ouvert pendant les mois d'hiver pourraient avoir des conséquences sur la pérennité de l'environnement aquatique. D'autre part, on ne sait pas encore si les méthodes de remise en état du territoire qui sont privilégiées à l'heure actuelle auront du succès. Ces questions sont désormais à l'avant-plan des préoccupations d'ordre environnemental. Les régions où l'on met en valeur les sables bitumineux profitent de plusieurs avantages de nature économique, mais souvent au détriment du bien-être des collectivités sur le plan social, notamment en raison d'un manque de logements ainsi que des contraintes exercées sur les infrastructures et les services publics. La main-d'œuvre qualifiée est actuellement en nombre limité en Alberta et rien n'indique que ces conditions changeront dans un proche avenir.

Possibilités dans les secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques

Le potentiel en matière de capacité de cogénération s'est quelque peu résorbé depuis le rapport de 2004. Récemment, les producteurs de la région des sables bitumineux ont eu tendance à viser l'autosuffisance, sans produire d'importantes quantités d'électricité excédentaire destinée à la vente sur le réseau. Cependant, les facteurs suivants pourraient infléchir cette tendance : les progrès réalisés au chapitre des techniques de gazéification pouvant éventuellement déloger partiellement le gaz naturel à titre de combustible à tout faire; l'accès à un marché de l'électricité où les tarifs sont plus élevés; le paiement d'une prime pour de l'énergie propre.

Compte tenu des perspectives de production de pétrole brut synthétique, l'industrie pétrochimique albertaine pourrait, au moyen des liquides de gaz synthétique extraits des dégagements gazeux produits par les installations de valorisation, combler le vide laissé par la baisse de l'offre d'éthane comme charge d'alimentation.

Perspectives

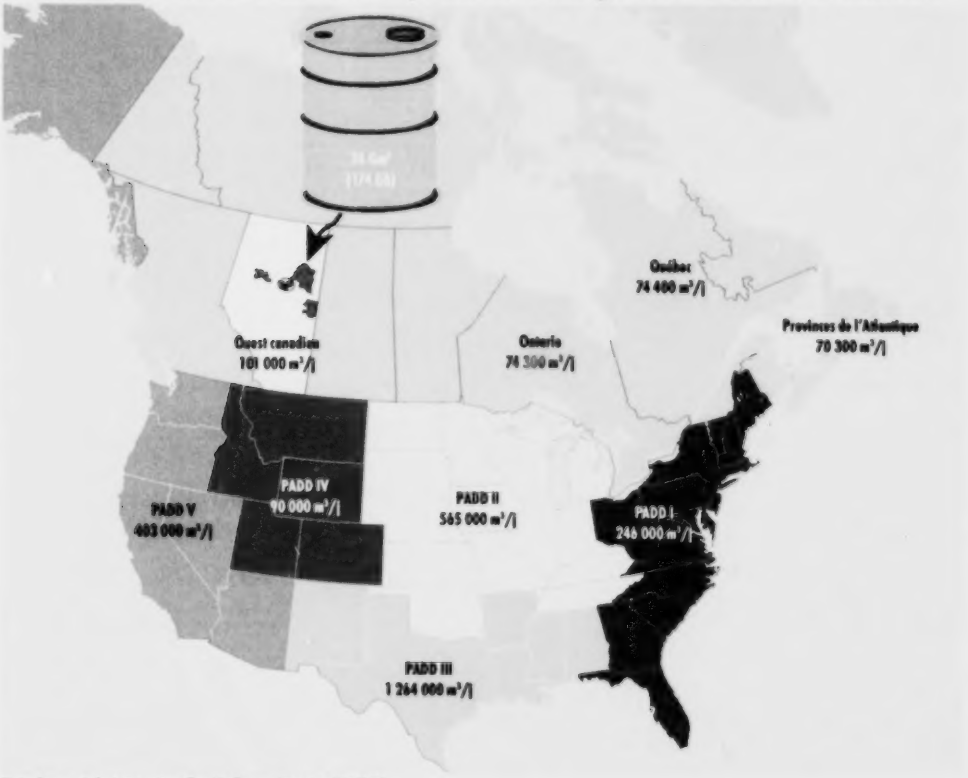
La croissance rapide des aménagements dans la région des sables bitumineux du Canada devrait normalement se poursuivre. Cependant, certains problèmes et incertitudes sont associés à la mise en valeur de la ressource. Le rythme des travaux dépendra de l'atteinte d'un équilibre entre les forces s'opposant à cet égard. Les prix élevés du pétrole, la reconnaissance internationale, les inquiétudes géopolitiques, la croissance de la demande de produits pétroliers à l'échelle mondiale, la taille des réserves et la proximité de l'important marché américain ainsi que le développement éventuel d'autres marchés sont autant de facteurs favorables aux aménagements. À l'inverse, les coûts du gaz naturel, l'écart élevé des prix du pétrole léger/lourd, la gestion des émissions atmosphériques et de l'utilisation de l'eau et la pénurie de main-d'œuvre ainsi que d'infrastructures et de services pourraient faire obstacle à la mise en valeur de la ressource.

INTRODUCTION

En mai 2004, l'Office a publié une Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) d'envergure intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*. Ce document traitait en détail des principaux aspects de l'industrie des sables bitumineux et évaluait les possibilités de même que les problèmes associés à la mise en valeur de la ressource. La situation a beaucoup évolué depuis. Reconnaissant le besoin d'une information à jour, l'Office a décidé de produire la présente version du rapport qui pourra servir aux parties prenantes et qui fait ressortir les grands changements de même que les nouvelles réalités dont il faut tenir compte. Comme le précédent, ce rapport vise essentiellement à présenter une évaluation objective de la situation qui prévaut dans la région des sables bitumineux et à cerner les possibilités de croissance qui s'y offrent. Il suppose que le sujet n'est pas inconnu du lecteur, qui peut néanmoins obtenir des renseignements généraux complémentaires en consultant le rapport précédent sur le site Web de l'Office à www.neb-one.gc.ca.

FIGURE 1.1

Réserves de sables bitumineux et capacité de raffinage au Canada et aux États-Unis

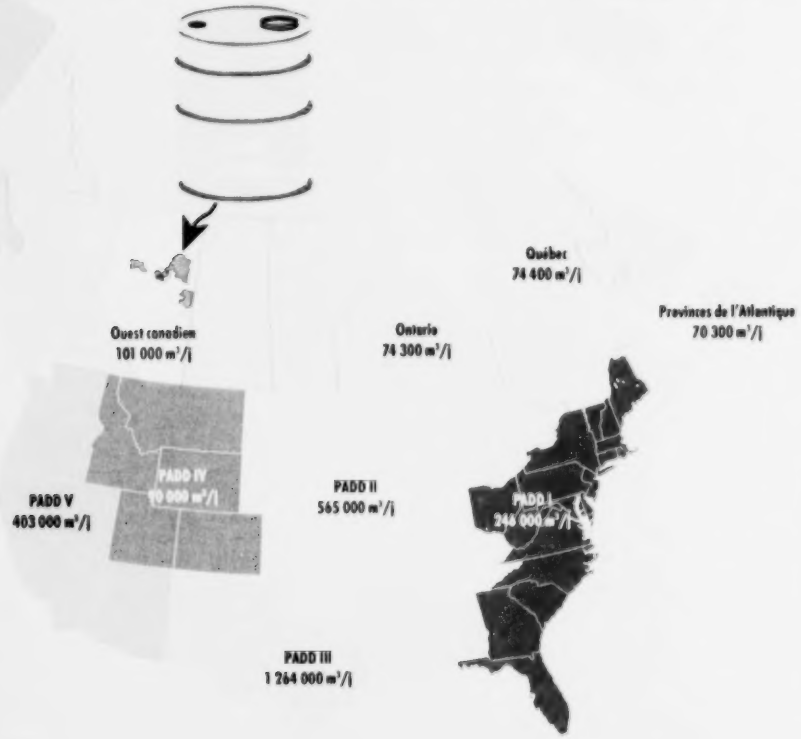


Petroleum Administration for Defense District (PADD)

INTRODUCTION

En mai 2004, l'Office a publié une Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) d'envergure intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*. Ce document traitait en détail des principaux aspects de l'industrie des sables bitumineux et évaluait les possibilités de même que les problèmes associés à la mise en valeur de la ressource. La situation a beaucoup évolué depuis. Reconnaissant le besoin d'une information à jour, l'Office a décidé de produire la présente version du rapport qui pourra servir aux parties prenantes et qui fait ressortir les grands changements de même que les nouvelles réalités dont il faut tenir compte. Comme le précédent, ce rapport vise essentiellement à présenter une évaluation objective de la situation qui prévaut dans la région des sables bitumineux et à cerner les possibilités de croissance qui s'y offrent. Il suppose que le sujet n'est pas inconnu du lecteur, qui peut néanmoins obtenir des renseignements généraux complémentaires en consultant le rapport précédent sur le site Web de l'Office à www.neb-one.gc.ca.

Réserves de sables bitumineux et capacité de raffinage au Canada et aux États-Unis



Petroleum Administration for Defense District (PADD)

Les sables bitumineux du Canada constituent une ressource substantielle. Selon l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), le volume ultime de bitume naturel récupérable dans les sables bitumineux albertains est de 50 Gm^3 (315 Gb), le reste des réserves établies s'élevant à presque 28 Gm^3 (174 Gb) à la fin de 2004[i].

Plusieurs facteurs continuent de favoriser le rythme rapide de la mise en valeur de la ressource, notamment :

- les prix élevés du pétrole brut;
- les inquiétudes au sujet de l'offre mondiale de pétrole;
- le potentiel commercial aux États-Unis et en Asie;
- des modalités fiscales génériques stables pour les producteurs.

Comparativement au rapport de mai 2004, la présente analyse s'appuie sur les grandes hypothèses suivantes :

Hypothèses	Rapport de juin 2006	Rapport de mai 2004
Prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)	50,00 $US/baril	24,00 $US/baril
Prix du gaz naturel à la bourse NYMEX	7,50 $US/MBTU	4,00 $US/MBTU
Écart de prix du pétrole brut léger/lourd	15,00 $US/baril	7,00 $US/baril
Taux de change du dollar canadien	0,85 $US	0,75 $US

Comme ce fut le cas pour le rapport précédent, les calculs estimatifs du coût de l'offre ont été effectués en tenant compte des incidences des prix du pétrole et du gaz naturel, des taux de change et d'autres composantes des coûts.

Il est possible d'affirmer qu'en gros, ce rapport compte quatre composantes majeures :

- potentiel économique et mise en valeur des ressources disponibles;
- marchés et pipelines;
- effets environnementaux et socio-économiques;
- possibilités dans les secteurs de l'électricité et des produits pétrochimiques.

Dans ses grandes lignes, le rapport est divisé comme suit :

- Le chapitre 1 présente une introduction.
- Le chapitre 2 analyse les coûts de l'offre.
- Le chapitre 3 traite de la production et de l'offre de pétrole brut.
- Le chapitre 4 propose un exposé sommaire des marchés potentiels pour l'écoulement de la production croissante tirée des sables bitumineux.
- Le chapitre 5 décrit les principaux réseaux d'oléoducs et les projets d'expansion pour l'acheminement de pétrole brut.
- Le chapitre 6 met en lumière les préoccupations environnementales en ce qui concerne les eaux et la qualité de l'air, les sous-produits et la production de déchets, de même que les incidences socio-économiques connexes.
- Le chapitre 7 évalue les possibilités de production d'électricité.
- Le chapitre 8 conclut en abordant la question des possibilités dans le secteur des produits pétrochimiques.

COÛTS DE L'OFFRE

2.1 Introduction

Depuis le rapport de l'Office de mai 2004, l'environnement économique a beaucoup évolué, surtout dans le monde de l'énergie. Du côté des sables bitumineux, cela a signifié une hausse substantielle des coûts d'aménagement et d'exploitation des projets mis de l'avant, mais aussi des revenus supérieurs compte tenu des prix actuellement plus élevés du pétrole et du fait qu'on s'accorde généralement pour dire que ces prix se maintiendront dans un avenir prévisible.

Les dépenses en immobilisations ont grimpé à vive allure en raison de l'augmentation des prix de l'acier, du ciment et du matériel. La multiplication des travaux d'aménagement a également entraîné une pénurie de main-d'œuvre qualifiée et une diminution de la productivité du travail dans son ensemble. L'escalade des coûts et les contraintes liées à l'obtention d'une main-d'œuvre qualifiée sont des problèmes d'envergure mondiale, mais ils se font particulièrement ressentir dans la région des sables bitumineux du fait que celle-ci est relativement isolée, que la mise en valeur des ressources se fait à un rythme accéléré et que les projets d'aménagement qui y sont lancés sont de grande envergure et fort complexes.

La hausse des prix de l'énergie a été l'élément dominant, exerçant une influence sur les facteurs économiques et donnant un élan à la mise en valeur des sables bitumineux. Les prix plus élevés du pétrole ont été à l'origine d'un accroissement des revenus. Toutefois, les frais d'exploitation ont eux aussi augmenté dans des proportions significatives avec la hausse des tarifs d'électricité et des prix du gaz naturel. Ce dernier point est particulièrement important quand on considère qu'il faut environ 1 kpi³ de gaz pour produire un baril de bitume. Pour la séparation in situ, la disponibilité et le prix des diluants nécessaires au mélange est une question qui a pris de l'importance, au même titre que la valeur commerciale du pétrole brut lourd comparativement au léger (l'écart entre les deux) sur les marchés courants.

Le tableau 2.1 donne un bref aperçu des coûts de l'offre et des frais d'exploitation actuels pour les principales méthodes de récupération des sables bitumineux. Il est juste de dire qu'en général, les frais d'exploitation reflètent les sorties de fonds liées aux activités tandis que les coûts de l'offre comprennent tous les coûts associés à la production, dont les frais d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les impôts, les redevances et un certain taux de rendement du capital investi. Ces coûts sont précisés sous forme d'une fourchette tenant compte de variables comme la qualité des gisements, la profondeur à laquelle se trouve la formation à exploiter, l'envergure du projet, la méthode de récupération et les paramètres opérationnels.

TABLEAU 2.1

Coûts de l'offre et frais d'exploitation estimatifs selon la méthode de récupération

En $CAN (de 2005) par baril à la sortie de l'usine	**Type de brut**	**Frais d'exploitation**	**Coût de l'offre**
Production à froid - Wabasca, Seal	Bitume	De 6 à 9	De 14 à 18
Sables de production de pétrole lourd à froid (SPPLF) - Cold Lake	Bitume	De 8 à 10	De 16 à 19
Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)	Bitume	De 10 à 14	De 20 à 24
Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)	Bitume	De 10 à 14	De 18 à 22
Extraction à ciel ouvert/séparation	Bitume	De 9 à 12	De 18 à 20
Exploitation minière intégrée/valorisation	Pétrole synthétique	De 18 à 22	De 36 à 40

Comparativement au rapport précédent, les coûts indiqués dans ce tableau sont pour la plupart beaucoup plus élevés, surtout en raison des prix accrus du gaz naturel et à l'augmentation des dépenses en immobilisations pour les travaux de construction à effectuer dans le cadre des projets envisagés.

2.2 Facteurs économiques

Cette section propose une mise à jour du travail effectué par l'Office au sujet des facteurs économiques présentés dans le rapport de 2004. Pour un complément d'information sur la méthodologie employée et une meilleure compréhension de l'évolution de ces facteurs, le lecteur est prié de consulter le rapport précédent.

L'Office a décidé de se pencher sur les facteurs économiques liés aux projets de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) et d'exploitation minière intégrée, les deux types d'activités qui devraient vraisemblablement être à l'origine de la plus grande partie de la croissance de l'offre prévue d'ici 2015. Même si la stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV) est utilisée avec succès dans la région des sables bitumineux de Cold Lake depuis plus de 20 ans, il semble improbable que son application s'étendra beaucoup avant la fin de la période visée par le présent rapport.

Dans ce rapport comme dans celui qui l'a précédé, l'Office a eu recours à son propre modèle de la valeur actualisée des flux de trésorerie pour établir le coût de l'offre. Le coût ainsi obtenu est défini comme représentant le prix du pétrole brut en dollars constants qui est requis, pendant la durée de vie du projet, de manière à pouvoir obtenir un taux de rendement réel de 10 % du capital investi (taux nominal de 12 %) et défrayer tous les coûts, à l'exception des frais d'acquisition des terrains, qui peuvent varier grandement.

Les hypothèses économiques et commerciales sont présentées à l'annexe 1, tandis que les principales conventions de modélisation le sont aux annexes 2 et 3. Les principales hypothèses ayant servi à l'analyse (en dollars de 2005) sont :

- le WTI à Cushing, en Oklahoma, à 50,00 $US/baril;
- le gaz naturel à 7,50 $US/MBTU à la bourse NYMEX;
- un taux de change de 0,85 $US pour un dollar canadien;
- un écart entre les prix du pétrole brut léger/lourd (Par contre mélange Lloydminster) de 15,00 $US/baril (30 %).

2.2.1 *Exploitation minière intégrée/séparation et valorisation*

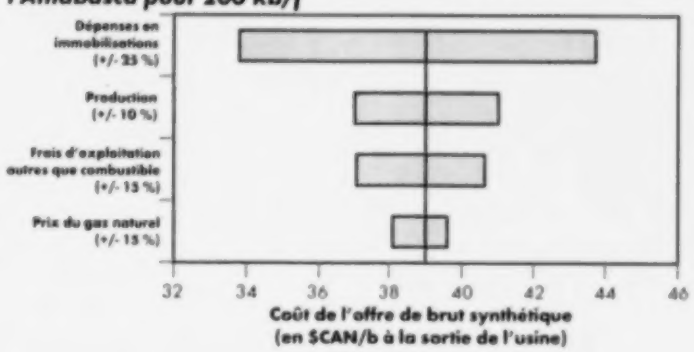
Il y a eu mise à jour de l'évaluation économique d'un projet d'exploitation minière intégrée/séparation et valorisation d'une capacité de 31 700 m^3/j (200 kb/j). Le modèle adopté cherche à émuler un projet entièrement nouveau qui aurait été mis en chantier en 2006 et qui serait entré en production en 2010. Le projet d'extraction à ciel ouvert ainsi envisagé vise à produire du pétrole brut synthétique (PBS) de valeur et de qualité semblables à celles du pétrole léger classique.

La figure 2.1 tient compte d'un coût de l'offre pour le PBS à la sortie de l'usine d'environ 39,00 $ le baril. Ce montant se compare à un coût de l'offre de 26,00 $ utilisé dans le rapport de 2004. La hausse est principalement attribuable à l'augmentation des dépenses en immobilisations (37 %), des prix du gaz naturel (88 %) et des frais d'exploitation autres que le gaz (20 %). En outre, les coûts de l'offre comprennent les redevances et les impôts, qui augmentent au fil de l'accroissement des prix du pétrole.

L'évolution des dépenses en immobilisations continue d'avoir une incidence particulièrement grande sur le coût de l'offre. Un mouvement haussier ou baissier de 25 % de ces dépenses fait varier le coût de l'offre par baril de presque 5,00 $. Il importe aussi de remarquer la sensibilité des niveaux de production dans leur ensemble comparativement aux taux nominaux. Une plus grande fiabilité opérationnelle et la réduction au minimum des travaux d'entretien correctif continuent, encore aujourd'hui, d'être des visées primordiales de l'exploitation minière intégrée.

FIGURE 2.1

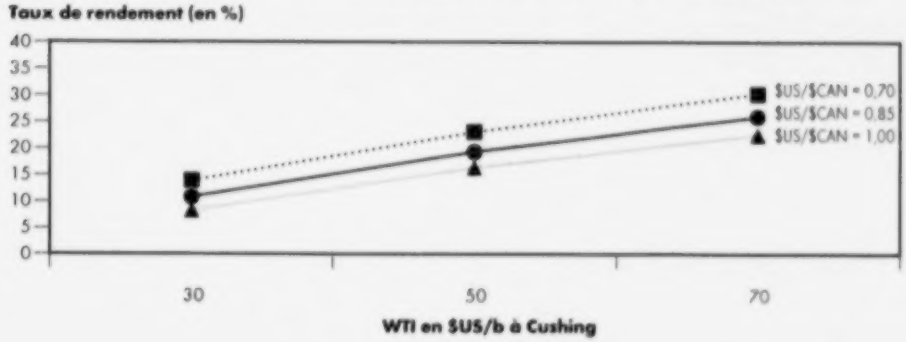
Sensibilités du coût de l'offre : Projet d'extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j



La figure 2.2 illustre le rendement économique d'un projet d'exploitation minière intégrée hypothétique pour diverses combinaisons de prix du pétrole et de

FIGURE 2.2

Taux de rendement nominal après impôts : Projet d'extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation dans la région de l'Athabasca pour 200 kb/j



taux de change. À 50,00 $US le baril de WTI, on estime que le taux de rendement du projet est entre 16 % et 23 %.

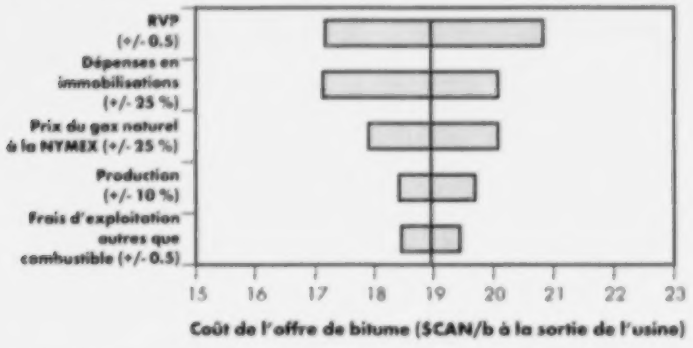
Un prix estimatif se situant entre 30,00 $US et 35,00 $US le baril de WTI est requis pour procurer un taux de rendement réel au producteur de 10 %, ce qui risque de ne pas se concrétiser si le coût des matériaux et de la main-d'œuvre continue de grimper. On estime que chaque hausse de 10 % des dépenses en immobilisations fait augmenter le prix requis pour le baril de WTI de 2 $US.

2.2.2 SGSIV

Il y a eu mise à jour de l'évaluation économique d'un projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca d'une capacité de 19 000 m^3/j (120 kb/j). Le projet de SGSIV devrait normalement produire un mélange condensat-bitume (DilBit) de qualité et de valeur semblables au mélange Lloydminster (MLL).

FIGURE 2.3

Sensibilités du coût de l'offre : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – gisement de grande qualité



La figure 2.3 tient compte d'un coût de l'offre pour le bitume à la sortie de l'usine d'environ 19,00 $ le baril. Ce montant se compare à un coût de l'offre d'environ 13,00 $ utilisé dans le rapport de 2004. Comme dans le cas de l'exploitation minière intégrée, la hausse de 45 % des dépenses en immobilisations est une des raisons majeures de l'augmentation. La hausse en question est attribuable à l'accroissement des coûts des matériaux et de la main-d'œuvre, mais aussi à des hypothèses plus modérées quant au rendement des gisements, qui font qu'un nombre plus grand de puits sont forés sur la durée de vie du projet. Les prix plus élevés du gaz naturel (de 88 %) comptent aussi pour beaucoup au chapitre de l'augmentation des coûts de l'offre puisqu'on estime qu'il faut acheter environ 1 kpi^3 de gaz pour produire un baril de bitume. Les frais d'exploitation autres que le gaz ont régressé et sont passés de 5,00 $ à 3,50 $ le baril, un montant qui tient compte des progrès réalisés en matière d'exploitation ainsi que de l'adoption de données estimatives dérivant des projets les plus récents.

Depuis nombre d'années, la production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), d'où proviennent les agents de mélange les plus couramment utilisés, soit les pentanes plus (C_{5+}), n'a pas progressé ou a même régressé, alors que la demande de la part des producteurs de bitume n'a cessé d'augmenter. De telles conditions sur le marché poussent les prix vers le haut. Depuis fort longtemps, la valeur marchande des C_{5+} dans l'Ouest canadien se situait à environ 5 % au-dessus du prix du brut Edmonton Par. En 2005 et au premier trimestre de 2006, l'écart moyen est passé à plus ou moins 10 %. À l'heure actuelle, il est impossible d'importer de grandes quantités de produits de mélange en Alberta, de sorte qu'on ne prévoit pas que cet écart se rétrécira à court terme. C'est pour cette raison qu'on a tenu compte d'une différence de 10 % à la faveur des C_{5+} par rapport au brut Edmonton Par dans les facteurs économiques liés au projet de SGSIV.

Le coût de l'offre est très sensible au ratio vapeur-pétrole (RVP), qui mesure la quantité d'énergie qu'il faut injecter dans le gisement de manière à pousser le bitume hors du puits. Pour la vapeur sèche (100 %), une hausse de 0,5 % du RVP se traduit par une consommation accrue de quelque 200 pieds cubes standard (pi^3 standard) de gaz naturel et par l'augmentation des coûts de traitement de l'eau. Ajoutés l'un à l'autre, ces montants font augmenter de presque 2,00 $ le baril le coût de l'offre.

La figure 2.4 illustre le rendement économique d'un projet de SGSIV hypothétique dans la région de l'Athabasca pour diverses combinaisons de prix du pétrole et de taux de change. À 50,00 $US le baril de WTI, le taux de rendement estimatif du projet est entre 16 % et 27 %.

Un prix estimatif se situant entre 30,00 $US et 35,00 $US le baril de WTI est requis pour procurer un taux de rendement réel au producteur de 10 %. Comme dans le cas de l'exploitation minière intégrée, cela risque de ne pas se concrétiser si le coût des matériaux et de la main-d'œuvre continue de grimper. On estime que chaque hausse de 10 % des dépenses en immobilisations fait augmenter le prix requis pour le baril de WTI de 1,50 $US.

Dernièrement, la croissance de l'offre des sables bitumineux a été supérieure à celle de la demande de pétrole lourd canadien sur les marchés où il est habituellement écoulé. Cette situation a été à l'origine de réductions marquées pour les prix des mélanges lourds et d'écarts passablement plus grands entre les prix du pétrole léger/lourd, tant en termes strictement monétaires qu'en termes de pourcentages. La figure 2.5 montre la profonde incidence à long terme de cet écart, négatif dans le cas d'un élargissement et positif s'il se résorbe, sur les facteurs économiques.

Même si les marchés se doivent presque de se retrouver en situation de déséquilibre périodiquement, produisant des écarts élargis ou de moindre importance, lorsque de tels écarts sont marqués, il devient plus rentable pour les raffineurs de greffer une capacité de transformation de pétrole lourd à leurs installations, mais à l'inverse, des écarts plus faibles amenuisent le besoin d'équipement de transformation. Pour cette raison, on prévoit qu'à plus long terme, le mélange Lloydminster continuera d'être vendu quelque 30 % moins cher que le brut Edmonton Par.

FIGURE 2.4

Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – gisement de grande qualité (sensibilité au taux de change entre les dollars canadien et américain)

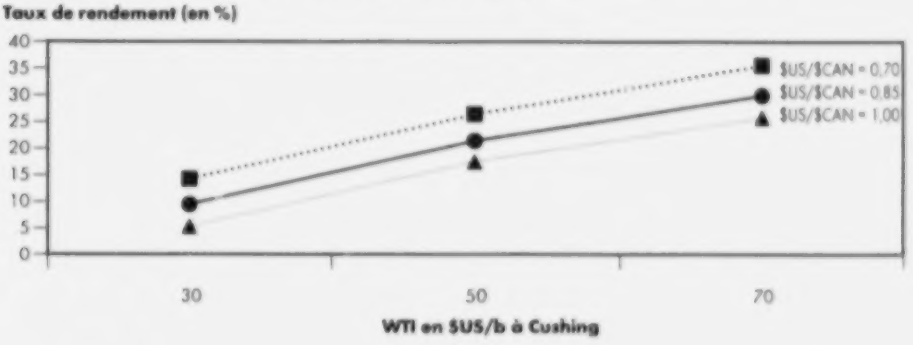
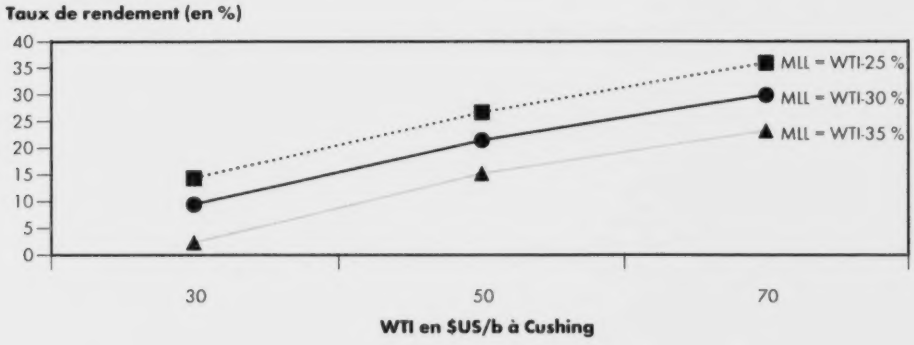


FIGURE 2.5

Taux de rendement nominal après impôts : Projet de SGSIV dans la région de l'Athabasca pour 120 kb/j – gisement de grande qualité (sensibilité à l'écart léger/lourd)



2.3 Perspectives – Problèmes et incertitudes

Dans les conditions actuelles du marché, on estime que l'exploitation minière intégrée et la SGSIV sont rentables dès que le baril de WTI se situe entre 30,00 $US et 35,00 $US. Ces dernières années, les prix plus élevés du pétrole ont favorisé la rentabilisation des projets envisagés. Par contre, les coûts en hausse de l'énergie, les dépenses en immobilisations supérieures, le raffermissement du dollar canadien face au dollar américain et l'élargissement de l'écart léger/lourd se sont avérés des contraintes de taille.

Les projections relatives au coût de l'offre et l'analyse économique présentées dans ce chapitre sont fondées sur diverses hypothèses commerciales et opérationnelles. Des changements de taille à ces hypothèses sous-jacentes pourraient entraîner des modifications majeures aux résultats de l'analyse des projets. Les risques et incertitudes clés à l'égard des perspectives présentées sont les suivants :

- **Prix du pétrole brut** – La production tirée des sables bitumineux est relativement coûteuse. Une chute des prix du pétrole peut défavoriser économiquement de nombreux projets en cours et éventuels. Le maintien d'écarts léger/lourd supérieurs à la moyenne aura, sur le plan économique, une incidence négative sur les projets des producteurs qui commercialisent des mélanges lourds.
- **Dépenses en immobilisations** – L'intensité capitalistique des projets de sables bitumineux, en particulier ceux nécessitant des installations de valorisation, fait qu'ils sont très sensibles aux dépenses en immobilisations. La montée ininterrompue des coûts des matières premières et de la main-d'œuvre aura des conséquences profondes sur les coûts de l'offre et sur les facteurs économiques propres aux projets.
- **Coûts du gaz naturel** – L'utilisation de gaz naturel est intensive dans le cadre de l'exploitation minière intégrée et de la séparation in situ faisant appel à l'énergie thermique. Le prix du gaz naturel a substantiellement augmenté ces dernières années. Ce que ce prix sera à l'avenir et l'élaboration éventuelle de solutions de rechange, qu'il s'agisse par exemple de combustibles de remplacement ou de processus de gazéification, auront des répercussions majeures sur les coûts de l'offre et les facteurs économiques liés aux différents projets.
- **Disponibilité des diluants** – La production du BSOC, d'où proviennent les agents de mélange les plus couramment utilisés, soit les pentanes plus, n'ayant pas progressé ou ayant

même régressé alors que la demande de la part des producteurs de bitume augmente, les prix des diluants sont en hausse. Des pipelines ont été proposés pour l'importation de diluants en Alberta. Le coût futur des produits de mélange influera sur les facteurs économiques des projets.

- **Technologie** – Dans le passé, la technologie a permis des réductions progressives des coûts de l'offre. De nouvelles techniques actuellement à l'étude, comme le matériel de concassage mobile et la fluidification « en surface » dans le cas des projets d'extraction à ciel ouvert ou encore, dans le cas des projets de séparation in situ, la production à l'aide de solvants (PAS) et la SGSIV à basse pression, pourraient bien réduire les frais d'exploitation de façon significative. En outre, on prévoit une baisse des coûts de valorisation en raison des technologies, nouvelles ou modifiées, employées à cette fin.

OFFRE DE PÉTROLE BRUT

3.1 Introduction

Depuis le rapport de 2004 de l'Office, la région des sables bitumineux a été particulièrement active. En grande partie, cette situation est attribuable à ce qui suit :

- les prix du pétrole n'ont cessé de s'élever depuis 2004, de sorte que les exploitants de la région ont vu leurs flux de trésorerie et leur rentabilité s'accroître;
- il ne semble pas que les prix du pétrole fléchiront;
- on reconnaît de plus en plus que les sables bitumineux renferment de très importantes réserves de pétrole économiquement attrayantes dans un pays stable sur le plan politique.

C'est à l'enseigne du dynamisme que les sociétés accélèrent leurs plans d'expansion existants et qu'elles lancent de nouveaux projets. Les sables bitumineux attirent en nombre toujours plus grand de nouvelles entreprises et plusieurs des grandes multinationales y sont maintenant représentées, au même titre que des filiales de pétrolières nationales étrangères.

Les écarts de prix relativement marqués entre le pétrole léger/lourd qui existent depuis plusieurs années ont rendu plus attrayante la perspective d'ajout d'une capacité de valorisation localement. Par conséquent, dans la majeure partie des cas, les plans d'extraction à ciel ouvert et projets in situ à grande échelle comptent désormais un volet valorisation. Qui plus est, la construction d'une usine de valorisation « marchande », c'est à-dire d'un tiers, a été approuvée et deux autres en sont aux premières étapes de la planification.

De tels plans d'expansion dynamiques ne sont toutefois pas libres de contraintes importantes, qu'il s'agisse d'une pénurie de main-d'œuvre qualifiée, de l'absence d'infrastructures appropriées, de coûts de construction qui grimpent en flèche ou de l'incertitude au sujet de la portée et des coûts de gestion des impacts environnementaux.

3.2 Réserves de bitume naturel

Selon l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), le volume ultime de bitume naturel récupérable dans les régions albertaines des sables bitumineux est de 50 Gm^3 (315 Gb), le reste des réserves établies s'élevant à presque 28 Gm^3 (174 Gb) à la fin de 2004[ii].

En Saskatchewan, le travail d'exploration visant à définir le périmètre de ressources pétrolières non classiques se poursuit dans deux secteurs. En premier lieu, on s'affaire autour des dépôts de bitume naturel dans le nord-ouest de la province, dans un secteur faisant face à la région de Firebag, de l'autre coté de la frontière avec l'Alberta. Dans le second cas, on étudie les dépôts de schiste bitumineux autour des collines Pasquia dans le centre-est saskatchewanais. Des données estimatives officielles quant à l'ampleur de ces ressources ne sont pas encore disponibles.

3.3 Plans d'expansion

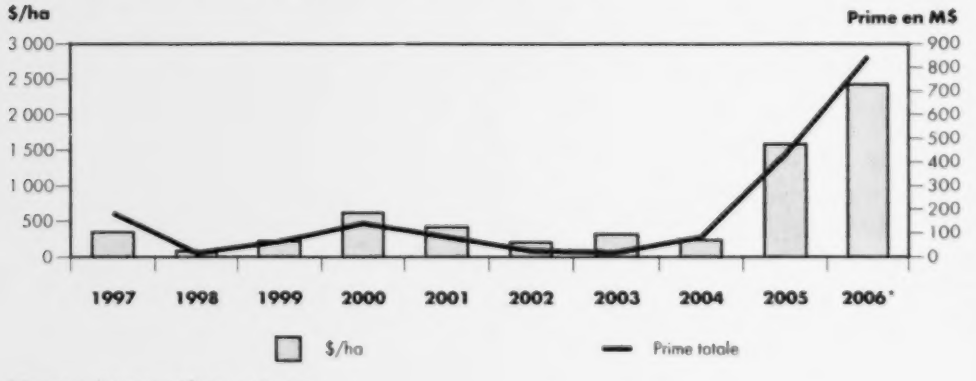
Les sommes versées au gouvernement albertain afin d'avoir le droit de mener des travaux d'exploration et de mise en valeur dans des concessions de sables bitumineux illustrent bien l'intérêt accru suscité par ces régions depuis quelques années. Les « primes » à la vente de terrains ont atteint de nouveaux sommets en 2005 et au début de 2006 alors que les prix moyens se sont situés à 2 200 $/hectare. En 2005, à 450 M$, le total de ces primes était de plus de deux fois supérieur au total de n'importe quelle année antérieure (figure 3.1).

Un autre indicateur de l'intérêt croissant manifesté depuis deux ans est la pléthore d'annonces de nouveaux projets ou de plans d'expansion de projets déjà connus. À ce chapitre, il faut noter ce qui suit :

- Suncor Energy (Suncor) a rendu publique sa stratégie de croissance Voyageur, un plan multiphase destiné à faire passer sa capacité de production de sables bitumineux à entre 79 500 m^3/j et 87 300 m^3/j (entre 500 kb/j et 550 kb/j) d'ici la période de 2010 à 2012.
- EnCana Corporation (EnCana) aura recours à la technologie de SGSIV afin de pousser la production dans ses concessions jusqu'à 79 500 m^3/j (500 kb/j) d'ici 2016.
- Canadian Natural Resources Limited (CNRL) a annoncé de nouvelles étapes à son projet d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux Horizon visant à élargir la production pour qu'elle atteigne 79 500 m^3/j (500 kb/j) d'ici 2018. Cette société prévoit également accroître de 47 700 m^3/j (300 kb/j) sa production par séparation in situ.
- La Compagnie pétrolière impériale Ltée (l'impériale) et ExxonMobil Canada (ExxonMobil) ont déposé une demande réglementaire pour un projet d'extraction à ciel ouvert en trois étapes d'une capacité de 47 700 m^3/j (300 kb/j) à Kearl.
- Shell Canada Limitée (Shell) a fait l'annonce de plans d'expansion à ses propriétés de Peace River et de Jackpine Lake.
- Petro-Canada, en partenariat avec UTS Energy Corporation (UTS) et Teck Cominco Ltd., a obtenu l'approbation réglementaire pour la première étape d'un projet d'extraction à ciel ouvert d'une capacité de 16 000 m^3/j (100 kb/j) à Fort Hills.
- Husky Energy (Husky) a obtenu l'approbation réglementaire pour son projet Sunrise, d'une capacité de 31 800 m^3/j (200 kb/j) en quatre étapes. Elle a aussi rendu publics des

FIGURE 3.1

Vente de terrains dans la région des sables bitumineux



* Données de janvier et février seulement

plans d'agrandissement de son usine de valorisation de Lloydminster en vue d'atteindre une capacité de production de 23 800 m^3/j (150 kb/j) de pétrole brut synthétique (PBS) et de diluants.

- BA Energy Inc. (BA) a obtenu l'approbation requise pour son projet d'usine de valorisation Heartland d'une capacité de production de 23 800 m^3/j (150 kb/j) de PBS en trois étapes, devant être construite dans le comté de Strathcona, en Alberta, au nord-est d'Edmonton.
- North West Upgrading Inc. (North West) a rendu publics des plans pour sa propre usine de valorisation marchande d'une capacité de 31 800 m^3/j (200 kb/j) en trois étapes, devant être située dans le comté de Sturgeon, près d'Edmonton.
- Total E&P Canada a fait l'acquisition de Deer Creek Energy, exploitation et concessions de sables bitumineux dans la région de Joslyn comprises.
- Shell EP Americas, filiale de Royal Dutch Shell plc, a récemment acheté dix propriétés dans le nord de l'Alberta, ciblant des dépôts de bitume situés dans des formations carbonatées. Une nouvelle société, SURE Northern Energy Ltd., a été créée afin de mettre en valeur ces actifs.
- Chevron Corporation (Chevron) a récemment acquis cinq concessions de pétrole lourd dans la région de l'Athabasca et prévoit les mettre en valeur au moyen de la technologie de SGSIV.

Voici quelques exemples de participation de pétrolières nationales étrangères :

- SinoCanada Petroleum (SinoCanada), filiale du groupe chinois Sinopec, s'est associée à Synenco Energy Inc. (Synenco) pour les travaux d'aménagement du projet d'exploitation minière intégrée/séparation et valorisation Northern Lights qui est envisagé et qui prévoit la construction de l'usine dans le comté de Sturgeon, près d'Edmonton.
- China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) a pris une participation de 17 % dans MEG Energy Corporation (MEG), le promoteur du projet de Christina Lake visant la production de 4 000 m^3/j (25 kb/j).
- Enbridge Inc. (Enbridge) a conclu un protocole d'entente avec PetroChina International Company Limited (PetroChina) afin de collaborer à l'aménagement du pipeline Gateway et de pouvoir ainsi approvisionner la Chine en pétrole brut canadien.

On compte désormais 46 projets majeurs existants ou envisagés visant l'extraction à ciel ouvert, la valorisation ou la séparation thermique in situ, lesquels regroupent 135 étapes d'expansion individuelles qui en sont à divers degrés de réalisation, de la simple annonce à des travaux déjà mis en chantier. Une liste de ces projets est présentée à l'annexe 4. De l'information complémentaire au sujet des projets dans la région des sables bitumineux en Alberta peut être obtenue sur le site Web de Développement économique Alberta à http://www.alberta-canada.com/oandg/oilsands.cfm. La liste complète de ces projets est en outre présentée à http://www.strategywest.com.

La production in situ primaire, c'est-à-dire sans séparation thermique, continue de constituer un élément important de la production totale tirée des sables bitumineux, représentant presque 10 % de tout le bitume extrait en 2005. En certains lieux précis, notamment à Seal, près de Peace River, ainsi qu'à Britnell et à Pelican Lake, dans la région de Wabasca, la production primaire de sables bitumineux connaît une croissance rapide et les exploitants font état de réussites pour ce qui est de la récupération secondaire par injection d'eau.

3.4 Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations totales précisées pour les projets de sables bitumineux ont substantiellement augmenté depuis le rapport de 2004. Les montants estimatifs de ces dépenses en vue de la réalisation de tous les projets annoncés pour la période de 2006 à 2015 totalisent (en dollars de 2005) 125 G$CAN (figure 3.2). Cette somme représente plus ou moins le double de celle avancée dans le rapport précédent de l'Office.

La période de 2008 à 2012 constitue un goulot d'étranglement en ce qui concerne les projets annoncés. On ne s'attend pas que tous les projets respectent le calendrier prévu à l'origine et certains seront reportés, d'autres pourraient même être annulés. Dans le contexte de la production tirée des sables bitumineux dont il est question dans la prochaine section, la figure 3.2 présente aussi un profil rajusté des investissements tenant compte des projections de l'Office pour le « scénario de référence ». Quelque 35 % ont été retranchés du scénario regroupant « tous les projets » et les dépenses estimatives pour la période de 2006 à 2015 se situent ainsi autour de 95 G$CAN.

3.5 Production tirée des sables bitumineux

Le bitume naturel est produit par extraction à ciel ouvert et séparation ainsi que par récupération in situ, en ayant recours ou non à des méthodes thermiques. À l'heure actuelle, environ 60 % du bitume naturel est transformé par valorisation en PBS de différents degrés de qualité ou est traité pour prendre la forme de produits valorisés. La figure 3.3 illustre l'offre projetée de sables bitumineux en termes de bitume valorisé ou non. Les projections de l'offre montrent une courbe d'accroissement de la capacité relativement abrupte jusqu'en 2015. Dans le contexte actuel où les prix du pétrole sont élevés, les propriétaires de concessions sont enclins à réaliser la valeur associée à des actifs en ressources qui ont habituellement de l'ampleur. En général, les entreprises en présence sont d'importantes sociétés canadiennes ou multinationales qui disposent de gros capitaux et d'une expérience considérable pour la mise en valeur de ressources sous forme de pétrole lourd, tant au Canada qu'à l'étranger. Cependant, nombreuses sont les sociétés d'une envergure moindre qui sont aussi en mesure de tirer avantage de marchés financiers favorables afin de lancer de nouveaux projets.

Le scénario regroupant « tous les projets » suppose que ceux ayant fait l'objet d'une annonce publique à ce jour entreront en exploitation à la date prévue et produiront les volumes anticipés. La production en 2015 se chiffrerait alors à environ 699 500 m^3/j (4,4 Mb/j), ce qui est considéré irréalisable en termes de croissance de la capacité à laquelle il est raisonnable de s'attendre d'ici là.

FIGURE 3.2

Dépenses en immobilisations estimatives

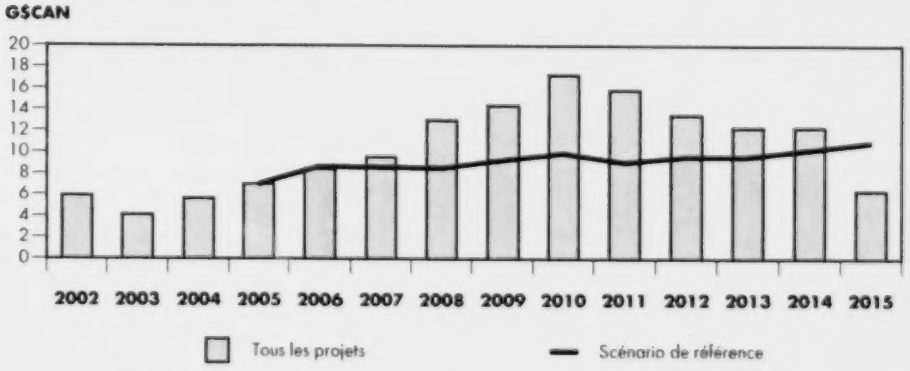
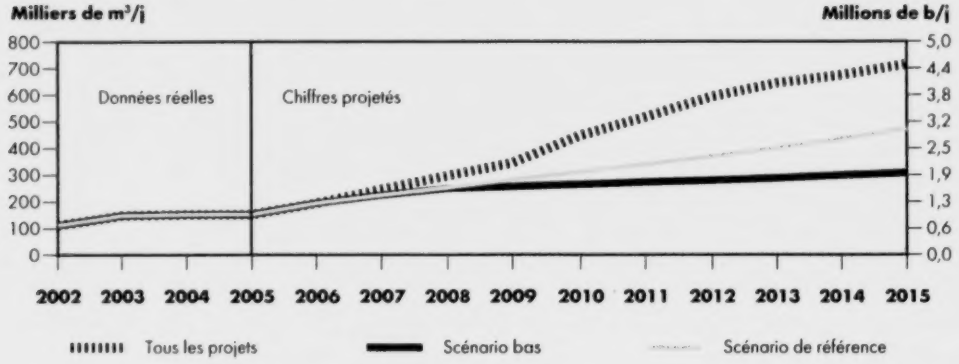


FIGURE 3.3

Production projetée dans la région des sables bitumineux



La projection inférieure que constitue le « scénario bas » cherche à illustrer ce qu'il pourrait advenir si la viabilité économique des projets de sables bitumineux devait être compromise, notamment en raison d'une éventuelle chute vertigineuse des prix. Si les prix du pétrole devaient se maintenir sous la barre des 35,00 $US le baril, la rentabilité de nombreux projets deviendrait marginale et le rythme des travaux d'aménagement ralentirait. On entrevoit dans de telles conditions une croissance de la production limitée à environ 4 %, soit plus ou moins la moitié du taux de croissance prévu pour le « scénario de référence ».

Les projections élaborées dans le cadre du scénario de référence sont fondées sur le maintien de prix élevés pour le pétrole et sur l'existence d'un contexte économique attrayant. Plusieurs sociétés ont adopté une philosophie visant une poursuite ininterrompue des travaux de construction, cherchant ainsi à maintenir en poste une main-d'œuvre spécialisée qui se déplace d'un chantier à l'autre, selon le calendrier des nouveaux projets et des plans d'expansion de la société. En outre, la riche expérience acquise à tous les paliers de l'industrie augure bien pour les projets futurs. En dépit des contraintes qui pourraient se manifester, notamment une pénurie de main-d'œuvre et le manque d'infrastructures, on prévoit que l'industrie sera en mesure de continuer d'ajouter graduellement à sa capacité d'année en année.

Un examen des projets actuellement en chantier et de ceux qui en sont à différentes étapes de planification ou d'exécution révèle un excédent de projets parrainés par des promoteurs crédibles et chevronnés. La difficulté consiste donc à définir les limites de croissance auxquelles il est raisonnable de s'attendre. Compte tenu de la hausse rapide des coûts de construction et des matériaux depuis deux ans et puisque l'industrie est mieux en mesure de financer de gros projets, il semble peu approprié de tenter de définir les limites de croissance en se fondant sur les dépenses en immobilisations.

En raison des longs délais associés aux projets de sables bitumineux, les perspectives de production pour la période de 2006 à 2010 dépendent en grande partie des projets déjà en chantier ou dont la planification est assez avancée. En supposant que ces projets seront réalisés, un examen du profil de croissance en résultant pour la période de 2000 à 2010 devrait donner une bonne idée de la mesure dans laquelle l'industrie pourra augmenter sa capacité.

Pendant la période de 2006 à 2010, les ajouts à la production annuelle seront de l'ordre de 30 200 m^3/j (190 kb/j). Au-delà de 2010, le rythme s'accentue (de 1 % par année aux fins des projections) pour atteindre 31 700 m^3/j (200 kb/j) en 2015. Les projets sont tirés de la liste de ceux annoncés et les échéanciers sont modifiés afin de tenir compte du profil de croissance précité. Les

dépenses en immobilisations connexes sont de l'ordre de 8 G$CAN par année sur la période étudiée. Ce montant se fonde sur les estimations des investissements de capitaux requis, par unité de capacité quotidienne selon le type de projet, présentées dans le tableau 3.1.

TABLEAU 3.1

Investissements de capitaux requis

Type de projet	Dépenses en immobilisations par b/j produit
SCV	20 000 $
SGSIV	15 000 $
Extraction à ciel ouvert et séparation	20 000 $
Valorisation	32 000 $

Pour les projections propres au scénario de référence, l'offre de bitume valorisé ou non passe d'environ 175 000 m^3/j (1,1 Mb/j) en 2005 à 472 000 m^3/j (3,0 Mb/j) en 2015. Comparativement au rapport de 2004, les projections sont en hausse de 43 % pour le bitume valorisé et de 13 % dans le cas du bitume non valorisé. La séparation in situ sans recours à des méthodes thermiques connaît une croissance de 5 % alors que cette croissance était nulle dans le rapport précédent.

3.5.1 *Production selon la méthode employée*

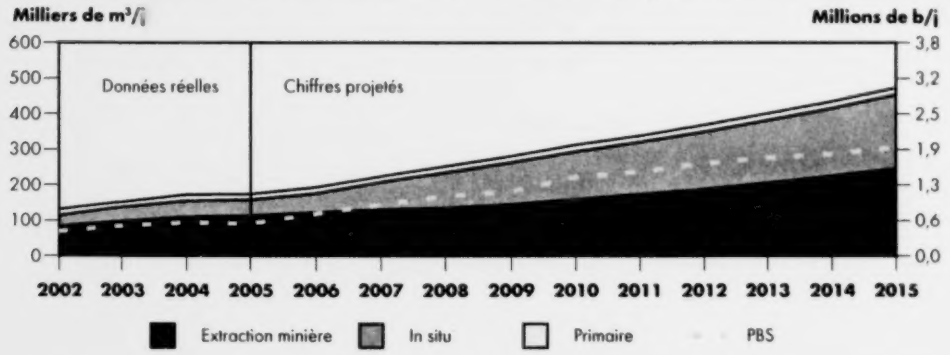
À l'heure actuelle, environ 60 % du bitume naturel est valorisé en PBS de différents degrés de qualité ou sous la forme d'autres produits dans les régions de Fort McMurray et d'Edmonton. Il faut savoir qu'en général, les volumes de bitume ont tendance à décroître quelque peu pendant le processus de valorisation, selon la méthode employée. Dans l'ensemble, cette perte est estimée à quelque 11 %.

Un certain nombre d'annonces ont récemment été faites au sujet de nouveaux projets d'extraction à ciel ouvert avec usines de valorisation connexes et d'expansions de la capacité de valorisation pour des projets existants. Qui plus est, la construction de trois usines de valorisation marchande a été annoncée et une d'entre elles, soit l'usine Heartland de BA, est déjà en chantier. Le projet de SGSIV de Long Lake d'OPTI/Nexen est le premier à allier séparation in situ et valorisation sur place. Ces deux projets devraient normalement entrer en exploitation en 2007. Dans l'ensemble, ces divers projets ont permis d'ajouter un potentiel important de capacité de valorisation. La question des projets de valorisation est traitée plus à fond dans le *Chapitre 4 – Marchés*.

Dans les prévisions pour le scénario de référence, les volumes nets de bitume produit par extraction à ciel ouvert, par séparation in situ au moyen de méthodes thermiques et par récupération primaire in situ (sans recours à des méthodes thermiques) comptent respectivement pour 52 %, 44 % et 4 % de la production d'ici 2015 (figure 3.4). Le bitume servant de charge d'alimentation à des fins de

FIGURE 3.4

Production de sables bitumineux selon la méthode employée – Scénario de référence



valorisation est produit tant par extraction à ciel ouvert que par séparation in situ. D'ici 2015, la production de pétrole brut valorisé (synthétique – PBS) projetée est de 306 000 m^3/j (1,9 Mb/j), soit quelque 65 % de la production totale tirée des sables bitumineux.

3.6 Offre de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

La figure 3.5 présente des projections de la production de pétrole brut et équivalents pour le BSOC jusqu'en 2015. La composante des sables bitumineux tient compte des projections pour le scénario de référence dont il a été question plus haut, tandis que les projections pour le pétrole léger classique, le pétrole lourd classique et le condensat, qui montrent des tendances à la baisse à long terme, sont fondées sur le scénario Techno-Vert présenté dans le rapport de 2003 de l'ONÉ sur l'offre et la demande d'énergie. En raison de la croissance rapide de la production de sables bitumineux, la production totale du BSOC passe de 365 000 m^3/j (2,4 Mb/j) en 2005 à 613 000 m^3/j (3,9 Mb/j) en 2015, soit une augmentation de 68 %.

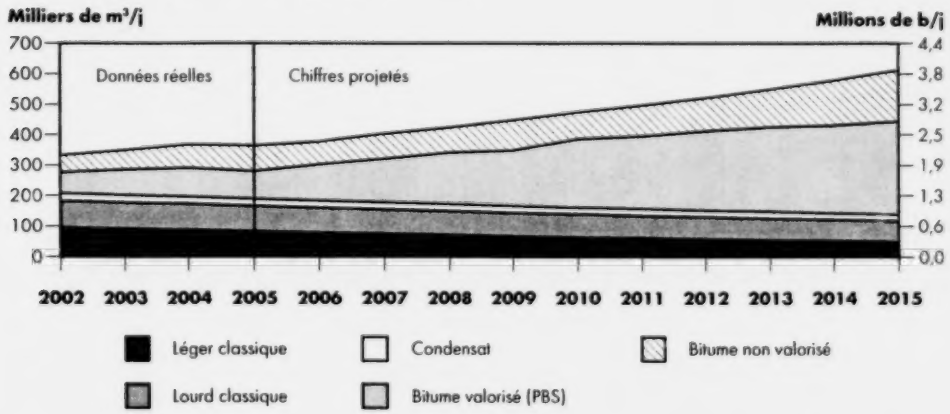
3.6.1 *Offre disponible nette*

Le bitume non valorisé et le pétrole brut lourd classique doivent être, dans une certaine mesure, mélangés avec un diluant sous forme d'hydrocarbure léger afin de créer un ensemble plus fluide qui puisse être acheminé par pipeline. Depuis longtemps, le condensat de gaz naturel a servi de diluant à des fins de mélange, mais l'accroissement des volumes de bitume non valorisé a été plus rapide que celui du condensat disponible offert, ce qui a eu comme effet de pousser les prix vers le haut et a obligé les producteurs à élaborer de nouvelles stratégies.

Les projections de l'offre disponible regroupent la demande en diluants entrant dans les mélanges de pétrole lourd et de bitume non valorisé, les volumes recyclés de tels diluants, les pertes de produit pendant la valorisation et le condensat non disponible à des fins de mélange. Il existe un certain nombre de solutions possibles pour combler le manque prévu de condensat disponible à des fins de mélange, notamment des importations d'outre-mer, le transport sur de longues distances par camion ou par chemin de fer de produits recyclés, des pipelines de retour pour le transport de diluants à partir des États-Unis, en particulier de diluants raffinés, ainsi que le mélange avec du pétrole brut

FIGURE 3.5

Production de pétrole brut projetée – BSOC



léger ou du PBS. Si le gazoduc de la vallée du Mackenzie dont on parle devait être construit, un volume supplémentaire de 2 850 m^3/j (18 kb/j) de condensat pourrait devenir disponible.

La figure 3.6 donne un aperçu de l'offre disponible projetée d'ici 2015, dans le sens des données adoptées pour le scénario de référence. Les volumes relatifs de pétrole brut léger classique, de mélange lourd et de PBS sont illustrés. Les projections de l'offre disponible précisées dans le présent rapport totalisent 620 000 m^3/j (3,9 Mb/j) en 2015, ce qui représente une augmentation d'environ 38 % par rapport aux chiffres dans le rapport de 2004. La quote-part du PBS augmente légèrement et passe de 48 % à 49 %. Celle du mélange lourd augmente pour sa part de 37 % à 42 % de l'offre totale.

Le volume de mélange lourd spécifié dans la colonne de droite, soit 260 000 m^3/j (1,6 Mb/j), exigerait un volume de diluants supérieur de quelque 40 000 m^3/j (250 kb/j) aux prévisions actuelles quant au volume disponible à partir des sources d'approvisionnement habituelles au pays. La demande de condensat calculée est réduite si l'on suppose que du PBS ou du brut léger servent de diluants ou si de nouvelles installations sont construites en vue d'accroître la capacité de valorisation.

Les problèmes que les producteurs dans la région des sables bitumineux doivent résoudre au sujet des types de pétrole brut produits, du degré et du type de mélange ainsi que des autres choix commerciaux à effectuer sont traités plus à fond dans le *Chapitre 4 – Marchés*.

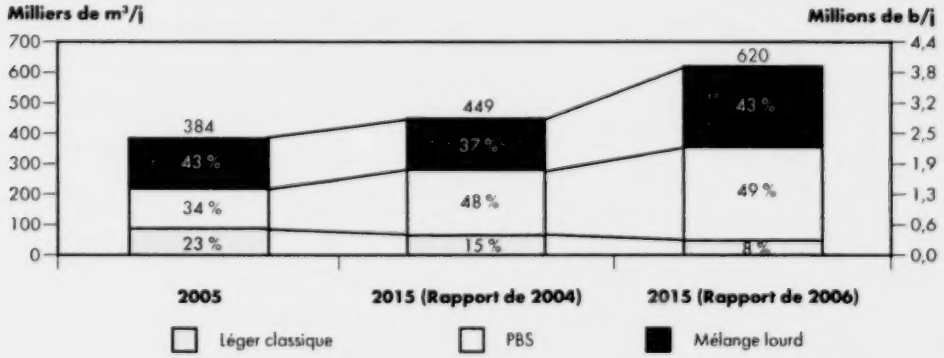
3.7 Besoins en gaz naturel

Les projets de sables bitumineux sont très énergivores et nécessitent des quantités importantes de gaz naturel. Dans ce contexte, la demande totale de gaz naturel est établie en examinant les niveaux de production projetés et les facteurs d'utilisation de gaz pour chacun des grands projets.

La figure 3.7 illustre le total des besoins en gaz acheté, selon le scénario de référence, pour les projets d'extraction à ciel ouvert, de séparation in situ et de valorisation. Les chiffres présentés comprennent les besoins en gaz acheté pour la production d'électricité sur place. Ils ne comprennent pas les besoins des usines de valorisation marchandes ou autonomes. D'ici 2015, le total des besoins en gaz est évalué à 2,1 Gpi^3/j.

FIGURE 3.6

Offre disponible nette – BSOC



léger ou du PBS. Si le gazoduc de la vallée du Mackenzie dont on parle devait être construit, un volume supplémentaire de 2 850 m^3/j (18 kb/j) de condensat pourrait devenir disponible.

La figure 3.6 donne un aperçu de l'offre disponible projetée d'ici 2015, dans le sens des données adoptées pour le scénario de référence. Les volumes relatifs de pétrole brut léger classique, de mélange lourd et de PBS sont illustrés. Les projections de l'offre disponible précisées dans le présent rapport totalisent 620 000 m^3/j (3,9 Mb/j) en 2015, ce qui représente une augmentation d'environ 38 % par rapport aux chiffres dans le rapport de 2004. La quote-part du PBS augmente légèrement et passe de 48 % à 49 %. Celle du mélange lourd augmente pour sa part de 37 % à 42 % de l'offre totale.

Le volume de mélange lourd spécifié dans la colonne de droite, soit 260 000 m^3/j (1,6 Mb/j), exigerait un volume de diluants supérieur de quelque 40 000 m^3/j (250 kb/j) aux prévisions actuelles quant au volume disponible à partir des sources d'approvisionnement habituelles au pays. La demande de condensat calculée est réduite si l'on suppose que du PBS ou du brut léger servent de diluants ou si de nouvelles installations sont construites en vue d'accroître la capacité de valorisation.

Les problèmes que les producteurs dans la région des sables bitumineux doivent résoudre au sujet des types de pétrole brut produits, du degré et du type de mélange ainsi que des autres choix commerciaux à effectuer sont traités plus à fond dans le *Chapitre 4 – Marchés*.

3.7 Besoins en gaz naturel

Les projets de sables bitumineux sont très énergivores et nécessitent des quantités importantes de gaz naturel. Dans ce contexte, la demande totale de gaz naturel est établie en examinant les niveaux de production projetés et les facteurs d'utilisation de gaz pour chacun des grands projets.

La figure 3.7 illustre le total des besoins en gaz acheté, selon le scénario de référence, pour les projets d'extraction à ciel ouvert, de séparation in situ et de valorisation. Les chiffres présentés comprennent les besoins en gaz acheté pour la production d'électricité sur place. Ils ne comprennent pas les besoins des usines de valorisation marchandes ou autonomes. D'ici 2015, le total des besoins en gaz est évalué à 2,1 Gpi^3/j.

Offre disponible nette – BSOC

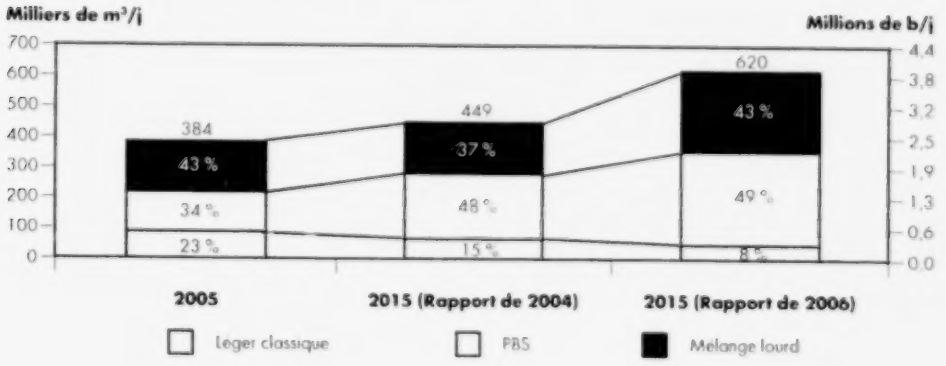
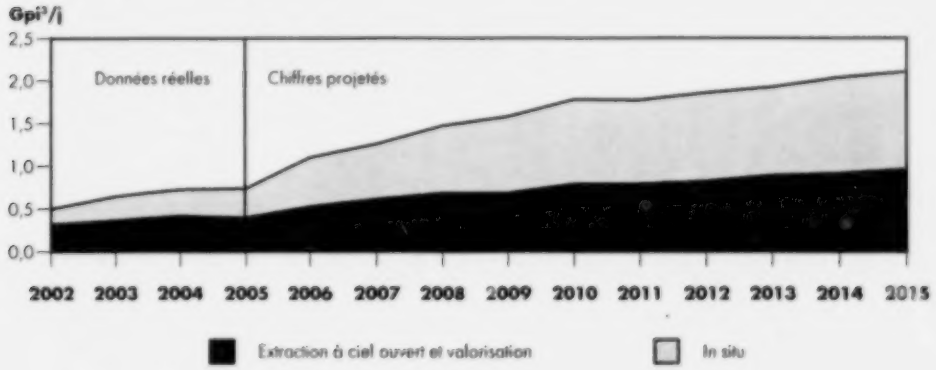


FIGURE 3.7

Total des besoins en gaz acheté



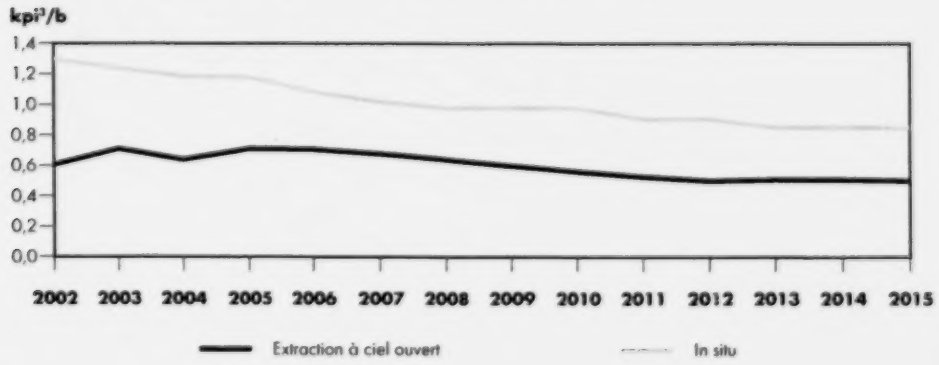
Sources : EUB et ONÉ

La figure 3.8 illustre la quantité de gaz achetée pour la récupération d'une unité de bitume, ce qu'on appelle l'intensité énergétique, qui est requise pour l'ensemble des projets d'extraction à ciel ouvert et de séparation in situ. On y tient compte du gaz utilisé par les centrales de cogénération afin de produire sur place l'électricité nécessaire aux activités d'exploitation.

Dans le cas des projets in situ, le ratio vapeur-pétrole (RVP) mesure l'efficacité énergétique des opérations de récupération de bitume à partir des sables bitumineux. Un RVP de 2,5 équivaut à une intensité énergétique de 1,1 kpi³/b. Un examen du rendement des grands projets de stimulation par injection de vapeur en exploitation révèle que très peu ont atteint cet objectif, mais cette situation devrait normalement s'améliorer avec la prise graduelle de nouvelles mesures à ce chapitre. Cela vaut en particulier pour la SGSIV, une technologie encore relativement nouvelle. Avec le projet de SGSIV de Long Lake, actuellement en chantier sous l'égide de Nexen et d'OPTI Canada, la région des sables bitumineux verra l'arrivée d'une nouvelle technologie faisant appel à la gazéification du bitume afin de créer un gaz synthétique (gaz de synthèse) qui est utilisé pendant le traitement et comme combustible, ce qui réduit le besoin d'une offre de gaz de l'extérieur.

FIGURE 3.8

Intensité énergétique moyenne – Projets de sables bitumineux



Une autre solution de rechange visant à remplacer le gaz naturel à titre de combustible est présentement à l'essai. Le processus de résidu atomisé superfin multiphase (RASM) est à l'origine d'une combustion propre et complète du bitume ou des résidus de raffinerie.

Si ces solutions de rechange remportent le succès escompté, elles seront adoptées dans le cadre d'autres projets, mais probablement pas avant la période de 2010 à 2012. Des innovations technologiques devraient aussi être à l'origine d'améliorations de l'efficacité des activités de SGSIV et de SCV, notamment pour ce qui est de la production à l'aide de solvants et de la SGSIV à basse pression. Toutefois, dans l'avenir, alors que les projets en exploitation prendront de l'expansion et que de nouveaux seront lancés, il est probable que les exploitants seront confrontés à une qualité en régression des gisements de bitume, ce qui fera augmenter la quantité d'énergie requise. L'union de tous ces facteurs, y compris le remplacement du gaz naturel, mène à une amélioration globale de l'intensité énergétique qui, d'ici 2015, devrait se situer à 0,9 kpi³/b.

Pour les projets d'exploitation minière intégrée, l'intensité énergétique associée à l'utilisation de gaz naturel augmente à mesure que les usines de valorisation passent à une production d'un PBS de meilleure qualité nécessitant une plus grande quantité d'hydrogène. Certaines améliorations d'ordre général sur le plan de l'efficacité énergétique sont prévues, de sorte qu'au delà de la période de 2010 à 2012, on entrevoit le recours à des technologies encore plus perfectionnées, comme la gazéification du bitume ou du coke, menant à une réduction marquée de l'intensité énergétique moyenne. Certains projets se limiteront à l'utilisation du gaz naturel, d'autres adopteront la gazéification et d'autres encore combineront les deux méthodes. D'ici 2015, l'intensité énergétique moyenne globale pour l'ensemble des activités de séparation in situ et d'extraction à ciel ouvert/valorisation se situera à 0,7 kpi³/j.

3.8 Perspectives – Problèmes et incertitudes

Les projections de l'offre de pétrole brut définies dans ce chapitre pour le scénario de référence sont fondées sur des perspectives prévoyant le « maintien du statu quo », avec des prix pour le pétrole et le gaz naturel qui, respectivement, se situent au moins autour de 50,00 $US/b (WTI) et de 7,50 $US/MBTU. Même si l'on s'attend à une progression assez rapide de la production dans la région des sables bitumineux, il pourrait y avoir certaines entraves ralentissant le rythme d'expansion de la capacité et en voici quelques-unes :

- **Prix du pétrole brut** – On s'attend que si des prix moindres du pétrole devaient se maintenir sous la barre d'environ 35,00 $US le baril, la croissance de la production tirée des sables bitumineux ralentirait, ce qui serait à l'origine de différences importantes par rapport aux volumes projetés.
- **Utilisation de gaz naturel** – Les prix élevés du gaz naturel ont incité les exploitants à l'utiliser de façon plus efficace et à chercher des combustibles de remplacement. Le degré de succès de la gazéification du bitume comme des autres solutions de rechange éventuelles en remplacement du gaz naturel et la mesure dans laquelle elles seront adoptées auront une incidence marquée sur les besoins en gaz acheté dans la région des sables bitumineux.
- **Infrastructures** – Les nombreux projets envisagés dans la région de Fort McMurray exerceront des pressions sur les infrastructures en place, qu'il s'agisse de logement, d'hôpitaux, d'écoles ou de routes servant au transport des matériaux requis, de l'équipement lourd et des composantes modulaires. Tout cela pourrait entraîner des retards dans les calendriers de construction.

MARCHÉS

4.1 Introduction

Les prix élevés du pétrole et la vive demande mondiale de pétrole au cours des quelques dernières années ont été des facteurs clés de l'accroissement des activités d'exploitation des sables bitumineux. À cet égard, les producteurs devront surmonter un certain nombre d'obstacles, notamment sélectionner, parmi les propositions soumises, les pipelines qui livreront les approvisionnements croissants aux différents marchés, nouveaux et existants. En plus d'étudier les options du marché, les producteurs s'emploient à déterminer ce qu'ils produiront à l'avenir : un mélange pétrole synthétique-bitume (SynBit)? Un mélange condensat-bitume (DilBit)? Du bitume ou du pétrole brut synthétique (PBS)? Quels sont les marchés qui pourront traiter ces types de brut et dégager le revenu net le plus intéressant? La réponse à ces questions aidera les producteurs de sables bitumineux à déterminer les marchés les plus prometteurs.

Selon les prévisions, l'écart léger/lourd devrait rester significatif au cours des prochaines années, jusqu'à ce qu'une capacité de valorisation suffisante ait été ajoutée. À l'importante croissance prévue sur le plan de la production de bitume s'ajoute la hausse de production internationale de brut lourd, ce qui pourrait bien faire en sorte que le prix du brut lourd canadien soit grandement réduit pour qu'on en assure la vente. La situation est exacerbée par la hausse de la production de brut dans la région des montagnes Rocheuses et dans le Dakota du Nord.

Le marché habituel (soit le Canada, la région nord du PADD II, le PADD IV et l'État de Washington – la figure 5.1) est en mesure de recevoir des volumes accrus de brut. Des agrandissements pipeliniers ont d'ailleurs eu lieu pour en assurer le transport. En outre, diverses propositions pipelinières permettent d'examiner la possibilité de débouchés sur des marchés tels que ceux de Wood River (Illinois), Cushing (Oklahoma), l'État de Washington, la côte américaine du golfe du Mexique, la Californie et même l'Asie.

Les entreprises de raffinage du PADD II et du PADD IV continueront de se tourner vers le brut des producteurs canadiens. Pour leur part, les producteurs chercheront de nouveaux moyens de commercialiser leurs stocks. Le présent chapitre examine le marché canadien, de même que les marchés d'exportation du brut et met l'accent sur le potentiel d'expansion du marché d'ici 2015.

4.2 Marchés intérieurs

Avec ses 19 raffineries et une capacité de 320 000 m^3/j (2,0 Mb/j) (tableau 4.1), le Canada ne présente qu'un petit marché de raffinage. En 2005, les raffineries canadiennes ont fourni un rendement de plus de 90 % de leur capacité, principalement pour répondre aux besoins du marché intérieur. Ce marché ne présente pas d'occasions extraordinaires de croissance pour les producteurs de sables bitumineux, étant donné l'âge et le manque de complexité des raffineries canadiennes.

TABLEAU 4.1

Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005 (m^3/j)

Marché	Capacité de raffinage	Lots de production	Léger classique[1]	Lourd classique	Synthétique	Bitume fluidifié	Total
Ouest du Canada	100 529	91 526	37 232	18 082	31 868	3 787	90 969
Est du Canada Ontario	74 300	64 184	13 419	1 891	7 030	7 024	29 364
Est du Canada – Tous	219 050	204 032	13 419	1 891	7 030	7 024	29 364
Total Canada	319 579	295 558	50 651	19 972	38 898	10 812	120 333

1 Comprend condensats et pentanes plus

FIGURE 4.1

Ontario – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005

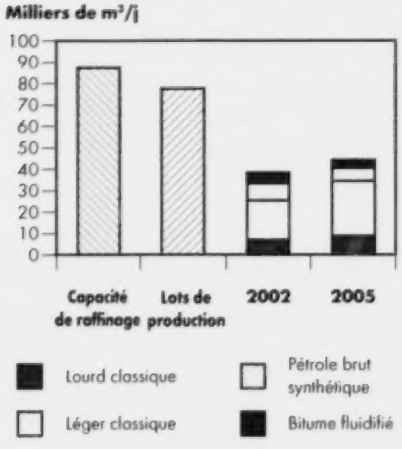
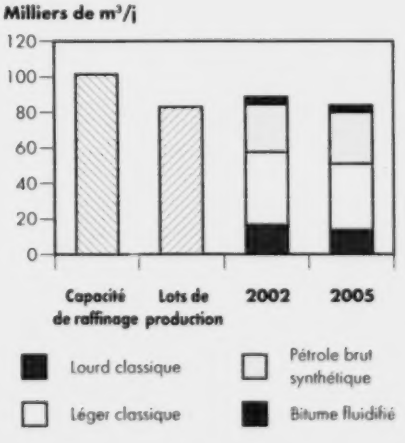


FIGURE 4.2

Ouest du Canada – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005



Les raffineries situées dans l'Est du Canada, dont celles de l'Ontario, importent le pétrole brut dont elles ont besoin et traitent une certaine quantité de brut de l'Est et de l'Ouest canadien. En 2005, moins de 50 % du brut raffiné en Ontario provenait de l'Ouest canadien et, dans seulement 22 % des cas, il s'agissait de PBS et de bitume fluidifié (figure 4.1). Quoiqu'il existe peu d'occasions de croissance en Ontario et au Québec pour le brut de l'Ouest canadien, certaines parties prenantes de l'industrie ont suggéré qu'Enbridge pourrait inverser de nouveau le sens de l'écoulement de sa canalisation nº 9, ce qui permettrait au PBS d'entrer dans des raffineries du Québec. On prévoit que la Société pétrolière impériale Ltée (l'impériale), Suncor (Sunoco) et Shell Canada Limitée (Shell) chercheront des occasions d'intégrer la production des sables bitumineux à leurs installations en aval, en Ontario.

Les raffineries de l'Ouest du Canada transforment exclusivement la production de l'Ouest canadien, notamment du pétrole brut dérivé des sables bitumineux (figure 4.2). En 2005, le PBS et le bitume fluidifié représentaient près de 40 % du pétrole brut raffiné. Il est prévu que les entreprises intégrées, telles Husky, l'impériale, Petro-Canada et Shell, qui sont propriétaires de raffineries et qui exploitent des sables bitumineux, chercheront des occasions d'intégrer leur production en amont à leurs activités en aval.

En 2003, Petro-Canada a annoncé qu'elle convertirait sa raffinerie d'Edmonton afin de n'y raffiner que des hydrocarbures extraits des sables bitumineux. D'ici 2008, la raffinerie traitera uniquement des hydrocarbures extraits des sables bitumineux, soit 21 400 m^3/j (135 kb/j), ce qui déplacera un volume d'environ 13 500 m^3/j (85 kb/j) de pétrole brut classique que Petro-Canada traite à l'heure actuelle dans sa raffinerie. Elle se procurera de tels stocks par l'entremise d'un accord avec Suncor, qui transformera

le bitume produit à l'installation de récupération in situ de Petro-Canada située à MacKay River en brut corrosif synthétique.

Husky a récemment fait l'annonce qu'elle envisageait de doubler la capacité de son usine de valorisation de Lloydminster pour la faire passer de 12 700 m^3/j (80 kb/j) à 23 800 m^3/j (150 kb/j) d'ici 2009. Husky pourrait ainsi tirer parti de la pleine valeur de sa production accrue à ses projets d'exploitation des sables bitumineux de Cold Lake et d'Athabasca.

Un certain nombre de propositions de valorisation du bitume ont été faites, particulièrement en ce qui concerne les projets d'extraction à ciel ouvert associés à des usines de valorisation. Trois propositions de valorisation marchande ont aussi été annoncées. Les travaux de nettoyage et de préparation du terrain en vue de la première phase du projet de valorisation Heartland de BA Energy, dont le coût estimatif des immobilisations se chiffre à 900 millions de dollars, ont débuté en septembre 2005. L'usine sera située dans le comté de Strathcona, près d'Edmonton. Le projet sera réalisé en trois phases, dont le démarrage de la première est prévu pour le début de 2008. La première phase permettra de transformer 12 200 m^3/j (77 kb/j) de bitume fluidifié. Une fois le projet réalisé, la capacité totale de transformation sera de 39 700 m^3/j (250 kb/j).

North West Upgrading Inc. (North West) prévoit construire une usine de valorisation du pétrole lourd dans le comté de Sturgeon, près d'Edmonton. La première phase du projet, dont l'approbation est prévue en 2007, devrait entrer en service au début de 2010 et permettre de transformer 8 000 m^3/j (50 kb/j) de bitume en PBS. Jusqu'à trois phases supplémentaires sont prévues. Une fois réalisé en entier, en 2015, le projet devrait présenter une capacité totale de transformation de 36 700 m^3/j (231 kb/j) et une production de 28 600 m^3/j (180 kb/j) de PBS et de 6 700 m^3/j (42 kb/j) de diluant.

Peace River Oil Upgrading Inc. a proposé une petite usine de valorisation qui serait située près de McLennan, en Alberta. La proposition prévoit une phase initiale qui procurerait une capacité de transformation du bitume de 3 740 m^3/j (20 kb/j).

En plus des usines de valorisation, une proposition de complexe de raffinage en Alberta a été annoncée publiquement. Un projet de complexe de valorisation et de production pétrochimique et électrique, dont le coût estimatif se situe entre 7 et 8,5 milliards de dollars canadiens, est à l'étude par Alberta Energy et 19 parties prenantes. Au départ, la raffinerie produirait 47 700 m^3/j (300 kb/j), capacité qui pourrait être augmentée à 71 500 m^3/j (450 kb/j), et comprendrait une usine pétrochimique, de même qu'une centrale thermique alimentée au charbon. Le complexe pourrait être terminé dès 2011. Certaines préoccupations ont été exprimées à l'effet qu'un tel méga-projet pourrait compromettre d'autres projets de valorisation et d'agrandissement déjà en cours.

4.3 Marchés d'exportation

Il ressort clairement des consultations menées par l'ONÉ auprès de l'industrie que les raffineries et les producteurs ne voient pas l'agrandissement et l'extension du marché du même œil. Comme le voulaient les opinions exprimées dans le rapport précédent de l'Office, nombreux sont ceux qui croient qu'à court terme, l'industrie devrait maximiser ses volumes sur les marchés traditionnels du PADD II, du PADD IV et de l'État de Washington, mais attendre plus tard au cours des dix prochaines années pour agrandir le marché ou y intégrer la Californie, le PADD III et l'Extrême-Orient.

TABLEAU 4.2

Exportations – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005 (m^3/j)

	Capacité de raffinage	Lots de production	Léger classique[1]	Lourd classique	Léger synthétique	Lourd synthétique	Bitume fluidifié	Total
PADD I	246 524	225 810	2 312	4 838	2 121	0	829	10 099
PADD II	564 740	525 714	11 345	88 737	16 849	15 730	30 416	163 078
PADD III	1 263 979	1 128 254	149	67	0	197	1 127	1 539
PADD IV	89 794	89 524	8 195	23 106	8 471	446	2 775	42 993
PADD V	403 317	459 841	8 744	750	2 308	1 631	972	14 406
Total É.-U.	2 561 248	2 457 143	30 744	117 498	29 749	18 004	36 120	232 115
Autres			0	0	0	315	70	385
Asie			0	0	0	0	0	0

1 Comprend condensats et pentanes plus.

Source : ONÉ

4.3.1 *États-Unis*

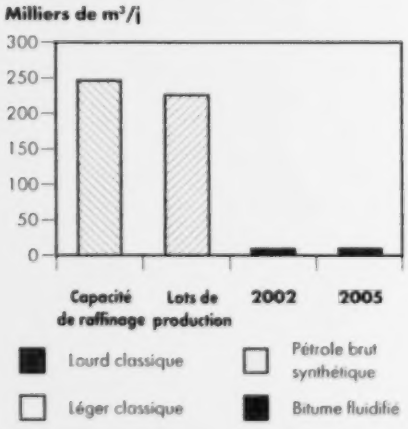
Avec une capacité de raffinage de près de 2,6 millions de m^3/j (16 Mb/j), les États-Unis représentent le plus grand marché d'exportation du pétrole brut canadien et possèdent le potentiel le plus élevé de percée sur le marché du pétrole brut dérivé des sables bitumineux (tableau 4.2). En 2005, les exportations ont baissé de 10 %, principalement en raison d'un déclin de la production de pétrole léger classique et des arrêts de production qu'ont connus les trois installations intégrées d'exploitation des sables bitumineux. L'an dernier, le Canada a satisfait à près de 10 % des besoins de raffinage du pétrole brut des États-Unis, ce qui en a fait l'un des plus importants exportateurs de pétrole brut vers ce pays. On prévoit que les principaux enjeux seront les préoccupations continues à l'égard des événements géopolitiques et de la sécurité de l'offre, à mesure que les États-Unis se tournent vers le Canada comme source d'approvisionnement sûre.

4.3.1.1 *PADD I*

Le PADD I présente une capacité de raffinage de 246 500 m^3/j (1,6 Mb/j), ce qui n'est pas considéré comme un grand marché d'expansion pour le pétrole brut extrait des sables bitumineux (figure 4.3). Bien que le tableau 4.2 ne l'indique pas, bon nombre de raffineries du Nord-Est des États-Unis importent du pétrole brut du large de la côte Est du pays.

FIGURE 4.3

PADD I – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005

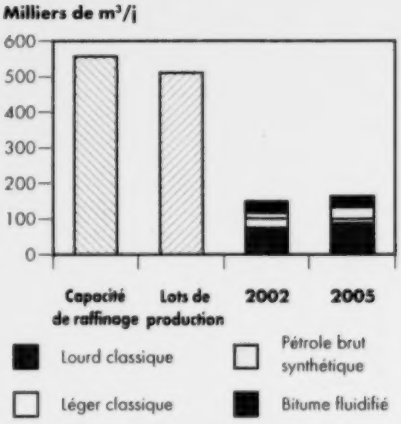


La raffinerie de United, qui se trouve à Warren, en Pennsylvanie, constitue l'exception à la règle, du fait qu'elle transforme du pétrole brut de l'Ouest canadien. En 2005, 21 % de sa production provenait du PBS et 8 % du bitume fluidifié. United Refining devrait transformer des bruts lourds dans une proportion de plus en plus forte à mesure que progresseront les travaux de construction de son cokeur de 2 200 m^3/j (14 kb/j). L'ajout de cette unité, dont la mise en service aurait lieu d'ici 2009, ferait passer la capacité de raffinage de 790 m^3/j (5 kb/j) à 11 000 m^3/j (70 kb/j). Après 2009, United Refining serait en mesure de traiter exclusivement du brut lourd.

Le pétrole brut de l'Ouest canadien arrive aux installations de United Refining par l'intermédiaire de la canalisation nº 10 d'Enbridge, à Westover (Ontario), laquelle a une capacité de 11 100 m³/j (70 kb/j). Étant donné l'accroissement prévu des volumes, il y aura peut-être lieu d'agrandir le pipeline.

FIGURE 4.4

PADD II – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005



4.3.1.2 PADD II

Le PADD II est le plus important marché pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. Sa capacité de raffinage s'établit à 567 000 m³/j (3,6 Mb/j) (figure 4.4). En 2005, le PADD II a reçu 70 % des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien. De ce volume, 20 % était constitué de PBS et 19 % de bitume fluidifié. Le PADD II représente encore un potentiel considérable pour les producteurs de l'Ouest canadien. En effet, les livraisons ne comptent que pour 31 % des quantités totales de brut traitées dans cette région. En outre, les marchés habituels de la région nord du PADD II, qui englobe St. Paul et Chicago, sont des marchés de pétrole brut corrosif lourd et moyen, qui conviennent bien aux producteurs de sables bitumineux.

Depuis l'inversion du sens d'écoulement de l'oléoduc Spearhead en mars 2006, les producteurs sont en mesure de livrer du brut dans la région sud du PADD II. Les livraisons à Cushing (Oklahoma) offrent plusieurs options à d'autres points qui, par le passé, n'avaient pas accès à du pétrole brut canadien. Le fait d'avoir recours à des pipelines sous-utilisés ou d'en construire de nouveaux dans la région sud du PADD II rend possible le prolongement à d'autres marchés. Selon les prévisions, cela pourrait se traduire par des prix plus fermes pour le brut de l'Ouest canadien, à cause du prolongement du marché habituel. L'industrie estime que la région sud du PADD II, dont font partie Wood River, Cushing et Ponca City, représente un bon marché pour le pétrole synthétique et le bitume fluidifié.

Les livraisons de brut de l'Ouest canadien à Cushing ont donné lieu à des pourparlers avec le New York Mercantile Exchange (NYMEX) dans le but d'établir des contrats à terme pour le brut de choix de l'Ouest canadien (Western Canadian Select ou WCS) au carrefour qu'est Cushing. Entré sur le marché en 2004, le brut de choix de l'Ouest canadien est un mélange de 19 pétroles lourds canadiens qui totalise environ 39 700 m³/j (250 kb/j) et présente une densité API de 19 à 21. L'objectif consiste à livrer de 39 700 m³/j à 79 500 m³/j (250 kb/j à 500 kb/j) à Cushing, où le brut canadien pourrait faire concurrence aux catégories de pétrole corrosif de l'étranger ou de la côte américaine du golfe du Mexique. Il faudra probablement attendre un an avant que le contrat à terme avec le NYMEX devienne réalité, car les volumes de brut doivent d'abord augmenter.

La région nord du PADD II est bien placée pour recevoir des volumes accrus de bitumes fluidifiés et de PBS du fait de la complexité des raffineries. Les producteurs de pétrole lourd ont récemment dû composer avec un écart léger/lourd particulièrement marqué, ce qui reflète en partie la production croissante tirée des sables bitumineux et l'accroissement de la production classique dans le Dakota du Nord, le Wyoming et le Montana. La situation a été exacerbée par la concurrence accrue pour un espace pipelinier limité afin de livrer le brut dans le Midwest des États-Unis et le manque d'installations pour traiter le pétrole brut extrait des sables bitumineux, plus lourd. Afin de pallier la situation à l'avenir, un certain nombre d'entreprises ont manifesté de l'intérêt pour la construction d'un cokeur ou ont parlé de projets d'agrandissement de leurs raffineries, ce qui leur permettrait de traiter du pétrole brut plus lourd et, du coup, de tirer parti de l'écart léger/lourd important et

de la hausse attendue de la production des sables bitumineux. Quelques entreprises américaines, dont Marathon Oil, qui comptent un certain nombre de raffineries dans le PADD II, ont annoncé publiquement qu'elles aimeraient avoir un intérêt dans les sables bitumineux afin qu'une entente « intégrée » soit établie entre leurs raffineries et les entreprises de production. Le tableau 4.3 fait état des projets annoncés.

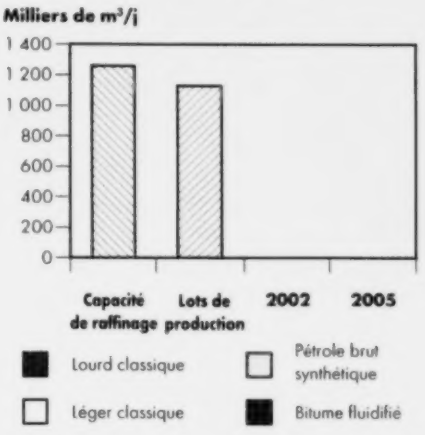
En mai 2006, Enbridge a annoncé un nouveau projet, Southern Lights, qui comprend une canalisation de retour de diluant à partir de la région de Chicago, ainsi qu'une hausse de la capacité de brut léger en provenance de l'Ouest canadien de même qu'un nouveau pipeline de brut léger corrosif entre Cromer (Manitoba) et Clearbrook (Minnesota). Pour plus de renseignements, voir *Chapitre 5 – Principaux pipelines de pétrole brut.*

4.3.1.3 PADD III

Le PADD III possède une capacité de raffinage de 1 265 000 m^3/j (8,0 Mb/j) dont environ 475 000 m^3/j (3,0 Mb/j) vise particulièrement le brut lourd (figure 4.5). Il n'y a pas si longtemps, les producteurs de brut de l'Ouest canadien estimaient que ce marché n'avait pas de potentiel. L'intérêt suscité par l'inversion récente du sens de l'écoulement du pipeline de Mobil, qui transportera du brut de l'Ouest canadien de Patoka (Illinois) à Corsicana (Texas), a toutefois renversé la vapeur. Selon les prévisions, les livraisons par l'entremise de la canalisation de Mobil devraient tourner autour de 7 900 m^3/j (50 kb/j), comparativement à la capacité antérieure de 10 300 m^3/j (65 kb/j). En avril, la capacité de l'oléoduc était pleinement utilisée. Au cours des consultations menées par l'Office, les producteurs estimaient que 63 600 m^3/j (400 kb/j) de brut lourd risquaient fort de passer à ce marché à long terme et ce, peut-être plus tard cette décennie ou après 2010.

FIGURE 4.5

PADD III – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005

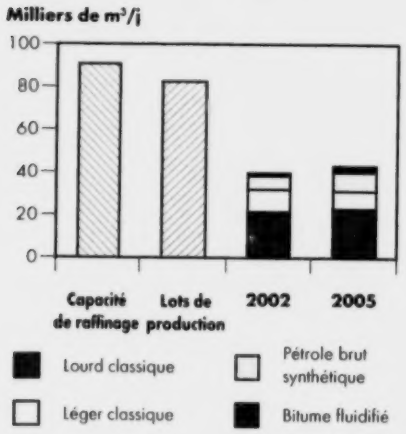


Le PADD III se révèle particulièrement attrayant sur le plan de la taille et de la complexité de ses raffineries. Le pétrole brut de l'Ouest canadien, et tout spécialement les bitumes fluidifiés, serait en mesure de faire concurrence sur ce marché aux produits importés du Venezuela et du Mexique, surtout parce que le prix a été fortement réduit récemment dans le Midwest américain. La demande accrue de ce marché se traduirait fort probablement par des revenus nets plus élevés pour les producteurs canadiens de lourd et ce, pour deux raisons : d'abord, cela détournerait certains volumes du Midwest américain; ensuite, cela déplacerait le point d'établissement du prix de parité du lourd corrosif vers le sud, où les bruts canadiens concurrenceraient les autres importations de pétrole lourd.

Pour expédier la production accrue de pétrole extrait des sables bitumineux vers la côte américaine du golfe du Mexique, Altex Energy Ltd. (Altex) a annoncé en octobre 2005 que Altex Pipeline System, nouvel oléoduc autonome à tracé direct, transporterait du pétrole brut du nord de l'Alberta à la côte américaine du golfe du Mexique. Le *chapitre 5, Principaux pipelines de pétrole brut*, aborde le sujet en détail.

FIGURE 4.6

PADD IV – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005



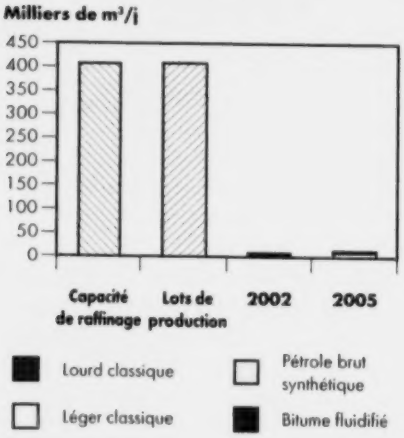
4.3.1.4 PADD IV

Le PADD IV, avec sa capacité de raffinage de 90 000 m³/j (567 kb/j) est depuis longtemps un bon marché pour les producteurs de l'Ouest canadien (figure 4.6). La dynamique d'établissement des prix a toutefois changé récemment sur ce marché. Les raffineries de la région ont toujours été des preneurs de prix parce qu'elles ont peu d'options du côté de l'offre. Le prix très élevé du pétrole brut a permis aux producteurs du PADD IV de fracasser tous les records de forage. Parallèlement, pour extraire davantage de pétrole, ils ont recours à l'injection de CO_2 et au forage horizontal. Il en résulte un accroissement de la production de brut et une certaine pression de la part des producteurs intérieurs du PADD IV pour traiter la production dans des raffineries locales. Par conséquent, les raffineries du PADD IV acceptent moins de pétrole brut de l'Ouest canadien afin de traiter les bruts corrosifs et non corrosifs du Wyoming, qui sont à portée de la main et dont le prix a été fortement réduit. Cette réduction se veut une réponse aux réductions vigoureuses du prix du brut canadien, à la capacité de raffinage insuffisante et au manque de capacité pipelinière pour transporter le brut vers d'autres marchés. Les producteurs de la région poursuivront dans cette voie tant et aussi longtemps que les prix du brut resteront au-dessus des 50 $US le baril.

En mars 2006, Holly Corp. a annoncé la vente de la société en commandite Montana Refining Company à une filiale de Connacher Oil and Gas Limited. Située à Great Falls (Montana), Montana Refining exploite une raffinerie d'une capacité de 1 300 m³/j (8 kb/j). Selon les prévisions, la raffinerie permettra à Connacher d'écouler la production par SGSIV de son projet de sables bitumineux Great Divide et de lui conférer une certaine protection contre les écarts léger/lourd significatifs.

FIGURE 4.7

PADD V – Arrivages de pétrole brut de l'Ouest canadien en 2005



Étant donné sa taille et le manque de complexité de ses raffineries, le PADD IV continuera d'être un marché de croissance peu rentable pour le brut de l'Ouest canadien et plus particulièrement pour le PBS et le bitume fluidifié.

4.3.1.5 PADD V

Le PADD V possède une capacité de raffinage de 403 000 m³/j (2,5 Mb/j) et est un marché de croissance pour le brut de l'Ouest canadien. La très grande majorité des parties prenantes de l'industrie consultées signalent que ce marché, particulièrement l'État de Washington, est impatient de recevoir des volumes accrus de brut de l'Ouest canadien, comme en témoigne le nombre de conversions d'unités de cokéfaction et de raffineries qui sont envisagées.

TABLEAU 4.3

Agrandissements de raffineries annoncés

Société	Endroit	Brut additionnel	Ajout de cokeur ou agrandissement	Date d'achèvement
Holly Corp.	Woods Cross, UT	10 kb/j	Agrandissement	4T2006
Coffeyville	Coffeyville, KS	15 kb/j	Agrandissement	1T2006
Tesoro	Anacortes, WA	15 kb/j	Cokeur	2T2007
Cenex	Laurel, MT	Aucun	Cokeur (15 kb/j)	1T2008
Sunoco	Toledo, OH	50 kb/j	Agrandissement	2008
Flint Hills Resources	St. Paul, MN	50 kb/j	Agrandissement	1T2008
Frontier Oil	El Dorado, KS	11 kb/j	Agrandissement	2008
Frontier Oil	Cheyenne, WY	n.d.	Cokeur	2008
Sinclair	Sinclair, WY	13 kb/j	Cokeur	2008
United Refining	Warren, PA	5 kb/j	Cokeur	2009
ConocoPhillips	Wood River, IL	55 kb/j	Cokeur	2012-2015
ConocoPhillips	Borger, TX	25 kb/j	Cokeur	2012-2015
ConocoPhillips	Ferndale, WA	25 kb/j	Cokeur	2012-2015
ConocoPhillips	Billings, MO	n.d.	Agrandissement	2012-2015

n.d. – non disponible

Les raffineries situées à Puget Sound, dont celles de ConocoPhillips, Tesoro et British Petroleum (BP), ont toutes des projets de raffinage visant une gamme de bruts lourds laquelle compterait du brut extrait des sables bitumineux. À l'heure actuelle, l'État de Washington ne traite que 11 % de ses besoins en brut à partir de brut du Canada, ce qui est principalement attribuable à la disponibilité du brut provenant du versant nord de l'Alaska (VNA) ainsi qu'aux limites de capacité du pipeline Terasen (Trans Mountain) Inc. (TPTM) de Kinder Morgan. Dans le PADD V, l'un des scénarios possibles repose sur la possibilité que si le déclin de la production de brut du VNA se poursuit, le brut de l'Ouest canadien se frayera un chemin sur le marché de Puget Sound et la production du VNA se déplacera en direction sud jusqu'en Californie. Selon la dernière prévision relative au VNA, sa production en 2006 serait en baisse de près de 7 % par rapport à l'an dernier. Le taux de régression est plus marqué cette année en raison de l'épuisement naturel des gisements qui arrivent à maturité combiné à des problèmes imprévus d'entretien des champs et à des retards imprévus dans la réalisation de certains projets de mise en valeur. De 2008 à 2015, la production devrait décliner graduellement de 1,2 % par année.

La Californie pourrait s'avérer un excellent marché pour les catégories lourdes de brut canadien, mais cela n'est pas susceptible de se produire avant la fin de la décennie et dépendrait du scénario décrit plus haut au sujet de l'utilisation possible de la production du VNA. Il s'agit d'un marché qui pourrait constituer une option de plus pour les producteurs canadiens et contribuer à combler l'écart léger/lourd grâce au déplacement de certains volumes hors de la région nord du PADD II.

4.3.2 *Autres marchés d'exportation*

Depuis quelques années, la demande de pétrole en Chine a profondément marqué les marchés mondiaux, à tel point que ce pays est aujourd'hui le deuxième plus grand consommateur de pétrole au monde et le troisième plus important importateur. Un fort taux de croissance dans tous les secteurs, mais particulièrement celui des transports, est à l'origine de cette progression. En 2004, la demande chinoise a augmenté de 159 000 m^3/j (1,0 Mb/j), ce qui représente une hausse de 15 % par rapport à

l'année précédente, que plusieurs facteurs expliquent : croissance vigoureuse du PIB d'environ 10 %; production industrielle élevée, estimée à 15 %; pénurie d'électricité, qui a forcé les services publics à utiliser du mazout produit au pays pour alimenter le réseau et les consommateurs à recourir à des génératrices autonomes; augmentation de capacité du secteur pétrochimique; et enfin, forte poussée des ventes de véhicules automobiles.

La Chine devra se tourner de plus en plus vers le pétrole importé en raison de la croissance robuste de sa demande de pétrole. Actuellement, elle répond à environ la moitié de ses besoins par l'importation de 556 400 m^3/j (3,5 Mb/j), chiffres qui selon certains augmenteront à 1 589 800 m^3/j (10 Mb/j) d'ici 2025. Le Canada, qui poursuit la mise en valeur de ses sables bitumineux et recherche de nouveaux marchés, serait bien placé pour exporter du pétrole en Chine. D'après certains analystes, l'écart léger/lourd pourrait se rétrécir, au profit de tous les producteurs canadiens, si du pétrole brut était exporté en Chine. Enbridge, qui livrerait du pétrole brut sur la côte de la Colombie-Britannique par l'intermédiaire du projet de pipeline Gateway, tente de pénétrer, entre autres marchés, celui de l'Extrême-Orient, y compris la Chine. Enbridge et la société d'État chinoise PetroChina ont signé un protocole d'entente visant l'expédition sur le pipeline Gateway d'un maximum de 31 800 m^3/j (200 kb/j); il se peut par ailleurs que PetroChina achète une participation dans l'oléoduc. L'industrie est d'avis qu'il serait logique de conquérir les marchés américains à court terme et que le potentiel offert par l'Extrême-Orient offre un bon potentiel à plus longue échéance.

Bien que la Chine attire le plus d'attention, un chercheur chevronné de l'Institute of Energy Economics du Japon estime que le Canada pourrait exporter jusqu'à 131 300 m^3/j (825 kb/j) de pétrole synthétique non corrosif dans ce pays d'ici 2015. Les raffineries japonaises ont importé du bitume par le passé, mais elles ne pouvaient en obtenir les produits légers souhaités. Il est fort probable que si les raffineries japonaises décidaient d'importer du PBS, il faudrait qu'il soit moins coûteux que les catégories corrosives qu'elles importent actuellement du Moyen-Orient.

Deux sociétés d'État indiennes, Oil and Natural Gas Corp. et Indian Oil Corp. Ltd., se sont dites intéressées à dépenser un milliard de dollars dans le démarrage de projets de sables bitumineux.

De plus, du pétrole brut canadien a été livré à demande sur d'autres marchés dont, récemment, en Italie. Au deuxième trimestre de 2006, la société italienne ENI entreprendra la construction d'un « super hydrocraqueur » d'une capacité de 3 200 m^3/j (20 kb/j) qui sera en mesure de traiter des produits résiduels du pétrole brut, tels que le Urals de Russie ou le lourd du Canada, en diesel de haute qualité. L'installation, qui devrait entrer en service entre 2007 et 2009, serait située à Sannazzaro, dans la plus grande raffinerie exploitée par ENI sur la partie continentale du territoire italien. ENI a installé une plus petite unité à sa raffinerie de Taranto, où du brut des sables bitumineux du Canada a été mis à l'essai.

4.4 Perspectives – Problèmes et incertitudes

Les prix élevés du pétrole, couplés à une robuste demande de pétrole dans le monde, devraient continuer de stimuler le développement des sables bitumineux. Un certain nombre d'obstacles se dresseront par conséquent devant les producteurs, dont l'obligation de faire un choix parmi les pipelines proposés pour le transport des approvisionnements croissants sur les nouveaux marchés et ceux qui existent déjà.

Il faudra probablement réduire les prix de façon substantielle durant certaines périodes pour pouvoir pénétrer de nouveaux marchés, surtout lorsque les nouvelles installations de production feront augmenter l'offre considérablement, réalité à laquelle le marché devra s'adapter.

D'après les consultations faites par l'Office et sa propre analyse des données, la croissance du marché du pétrole extrait des sables bitumineux pourrait se dérouler comme suit :

Première étape : saturer les marchés actuels, y compris l'État de Washington, le PADD II et le PADD IV et livrer des volumes supplémentaires au Canada.

Deuxième étape : pénétrer plus avant les marchés du sud du PADD II et du PADD III; agrandissement et conversion de raffineries dans le nord du PADD II, le PADD IV et le PADD V.

Le sud du PADD II pourrait prendre 6 400 m^3/j (40 kb/j) de plus suite à l'agrandissement du pipeline Spearhead, tandis que la côte américaine du golfe du Mexique pourrait recevoir jusqu'à concurrence de 63 600 m^3/j (400 kb/j) de brut de l'Ouest canadien si la capacité pipelinière était suffisante. On estime qu'au cours des dix prochaines années, le PADD II pourrait prendre 79 500 m^3/j (500 kb/j) de plus. Par ailleurs, à court terme, les PADD IV et V pourraient augmenter leur demande de 6 400 et 7 900 m^3/j (40 et 50 kb/j), respectivement.

Cette offre supplémentaire sur les marchés américains pourrait coïncider avec une augmentation de la part canadienne des marchés étrangers (voir la troisième étape ci-dessous).

Troisième étape : l'industrie serait obligée de développer de nouveaux marchés. Il faudrait donc qu'un nouveau pipeline soit construit ou qu'un pipeline actuel soit prolongé jusqu'à la côte Ouest pour livrer du pétrole brut en Californie et en Extrême-Orient.

L'augmentation escomptée de la production de PBS représente aussi une occasion pour les raffineries de l'Ontario de traiter des volumes additionnels, et une opportunité d'inverser le sens de l'écoulement de la canalisation nº 9 d'Enbridge pour approvisionner les raffineries montréalaises.

Ces possibilités sont certes intéressantes, mais il y aura aussi un certain nombre d'enjeux et de défis avec lesquels il faudra composer d'ici 2015, dont les suivants :

- **Prix du pétrole brut** – Le niveau très élevé des prix du brut n'a pas manqué d'attirer beaucoup d'attention sur les sables bitumineux, notamment de la part de la Chine, du Japon, de l'Inde et des États-Unis. Tout ralentissement de la demande et recul des prix pourrait freiner les investissements et nuire au développement des marchés.
- **Bitume fluidifié contre pétrole synthétique** – L'obligation d'utiliser du diluant pour transporter le bitume ainsi que l'incertitude des producteurs quant aux marchés les plus avantageux sont deux facteurs qui influent sur le choix des pipelines à privilégier. Malgré les nombreux projets de valorisation qui ont été annoncés, et le fait que les raffineries semblent vouloir traiter des sortes de brut plus lourdes, on se demande pourquoi l'industrie a décidé de produire plus de brut synthétique léger. L'incertitude quant à la sorte de pétrole brut que l'industrie va produire retarde le processus décisionnel et laisse entrevoir la probabilité qu'il y ait de longues périodes de répartition de capacité sur les principaux oléoducs. En d'autres termes, qui devrait se charger de la valorisation, le producteur ou la raffinerie?
- **Partenariats** – Les sociétés qui ne sont pas intégrées (c.-à-d. qui n'ont pas à la fois des actifs en amont et des installations en aval) doivent soit passer des contrats d'approvisionnement soit avoir une participation dans un actif de production. Les volumes additionnels que l'on prévoit surgir d'ici les dix prochaines années font en sorte que ce type d'arrangement est un critère indispensable au développement des marchés si l'on veut éviter de recourir à de fortes réductions de prix.

- **Agrandissement des pipelines** – À l'heure actuelle, la capacité des principaux pipelines d'exportation est pleinement utilisée ou presque, et doit être répartie à certains moments. L'industrie doit évaluer les marchés et choisir les plus prometteurs, et ensuite procéder à l'agrandissement ou à la construction de pipelines.
- **Écart léger/lourd** – On prévoit que cet écart restera considérable au cours des prochaines années, jusqu'à ce que des usines de valorisation soient construites soit en amont soit à la raffinerie. De plus, la production croissante de pétrole brut lourd dans le monde pourrait influer sur les prix du brut lourd canadien.

PRINCIPAUX PIPELINES DE PÉTROLE BRUT

5.1 Introduction

On a vu au *Chapitre 3 : Offre de pétrole brut* que l'exploitation des sables bitumineux devrait prendre rapidement de l'expansion au cours de la prochaine décennie tandis que le *Chapitre 4 : Marchés* faisait ressortir la nécessité de définir les marchés. L'infrastructure pipelinière devra être aménagée de manière à pouvoir répondre aux besoins en approvisionnements et aux besoins du marché. Le présent chapitre porte sur les principaux pipelines d'exportation et pipelines d'amenée, y compris les projets nouveaux et d'agrandissement.

Dans certains cas, les pipelines de pétrole (ou oléoducs) entrent dans une nouvelle ère d'ententes contractuelles. Dans le passé, les oléoducs, à l'exception d'Express, fonctionnaient selon le principe du transport public. Vu la forte disparité qu'il y a entre les projets de pipeline annoncés et les besoins des raffineurs en matière de sécurité des approvisionnements, certaines sociétés pipelinières optent de plus en plus pour des ententes de prise obligatoire avec les expéditeurs pour s'assurer que ces initiatives trouvent des appuis.

Le nombre de projets de pipeline, nouveaux ou d'agrandissement, a pour effet de retarder les décisions des exploitants. Cette situation, conjuguée avec les questions touchant l'environnement, les autochtones et les propriétaires fonciers, pourrait retarder l'expansion du réseau de pipelines.

5.2 Pipelines de pétrole brut

Le Canada expédie son pétrole brut aux marchés d'exportation par trois canalisations principales (figure 5.1), à savoir :

- La canalisation principale d'Enbridge, qui part d'Edmonton, en Alberta, et traverse les Prairies canadiennes d'ouest en est jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba, où elle est raccordée au réseau Lakehead qui transporte le brut vers le Midwest américain d'une part et vers le nord jusqu'à Sarnia, en Ontario, d'autre part.
- Le pipeline Trans Mountain de Kinder Morgan (auparavant Terasen), qui part d'Edmonton, en Alberta, et se rend jusqu'à Burnaby, en Colombie-Britannique, au quai Westridge et dans l'État de Washington.
- Le pipeline Express de Kinder Morgan, qui part de Hardisty, en Alberta, et transporte le brut aux points de livraison du PADD IV, puis se raccorde au réseau Platte à Casper, dans le Wyoming, pour livraison dans le sud du PADD II.

Principaux pipelines et marchés de pétrole brut au Canada et aux États-Unis

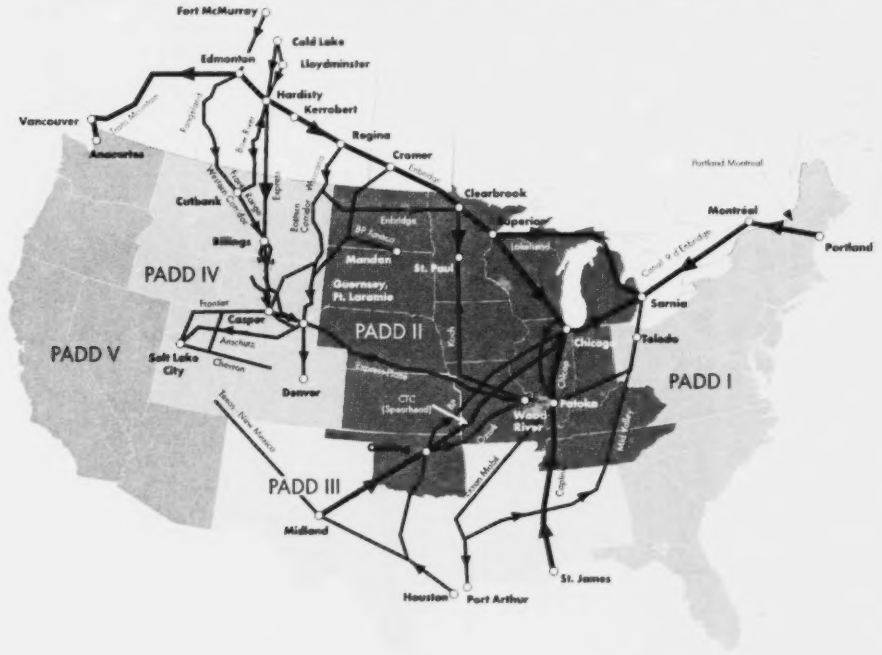
Pipeline d'Enbridge

Le réseau Enbridge au Canada et le réseau Lakehead aux États-Unis forment le plus vaste pipeline de pétrole brut au monde et le principal transporteur de brut entre l'Ouest canadien et les marchés de l'Est canadien et du Midwest américain. Il transporte environ 333 000 m^3/j (2,1 Mb/j) de pétrole brut. Au troisième trimestre de 2005, pour répondre à la croissance du marché du pétrole brut lourd, Enbridge a réalisé le projet d'agrandissement Terrace, Phase III. En convertissant la canalisation 2 qui passe du pétrole lourd au pétrole léger, et la canalisation 3 qui passe du léger au lourd, Enbridge a accru sa capacité de transport de brut lourd de 39 000 m^3/j (245 kb/j). Dans le même temps, elle a réduit sa capacité de transport de léger de 18 400 m^3/j (116 kb/j). Dernièrement, Enbridge fonctionnait à plein régime ou presque et, dans certains cas, certaines canalisations fonctionnaient selon le principe de la répartition.

Pour répondre à la hausse du pétrole tiré des sables bitumineux et à la nécessité de trouver de nouveaux marchés, Enbridge a reçu l'autorisation, à titre exceptionnel, de rajuster ses droits et d'inverser le sens de l'écoulement de deux pipelines aux États-Unis. Les projets de changement de sens de l'écoulement des pipelines Spearhead et Mobil, d'un diamètre de 20 po, permettront d'accéder respectivement au sud du PADD II et à la côte américaine du golfe du Mexique. On estime que Spearhead livrera 19 900 m^3/j (125 kb/j) comparativement aux ententes signées de 9 500 m^3/j (60 kb/j). Enbridge a indiqué qu'elle répondrait aux besoins des expéditeurs sur le pipeline Spearhead à court terme en portant la capacité à 30 200 m^3/j (190 kb/j) et à long terme en proposant un programme de doublements en vertu duquel la première phase permettrait d'augmenter la capacité de 15 900 m^3/j (100 kb/j). Le pipeline Mobil a pour sa part effectué ses premières livraisons de pétrole brut à la côte américaine du golfe du Mexique au premier trimestre de 2006.

FIGURE 5.1

Principaux pipelines et marchés de pétrole brut au Canada et aux États-Unis



Pipeline d'Enbridge

Le réseau Enbridge au Canada et le réseau Lakehead aux États-Unis forment le plus vaste pipeline de pétrole brut au monde et le principal transporteur de brut entre l'Ouest canadien et les marchés de l'Est canadien et du Midwest américain. Il transporte environ 333 000 m³/j (2,1 Mb/j) de pétrole brut. Au troisième trimestre de 2005, pour répondre à la croissance du marché du pétrole brut lourd, Enbridge a réalisé le projet d'agrandissement Terrace, Phase III. En convertissant la canalisation 2 qui passe du pétrole lourd au pétrole léger, et la canalisation 3 qui passe du léger au lourd, Enbridge a accru sa capacité de transport de brut lourd de 39 000 m³/j (245 kb/j). Dans le même temps, elle a réduit sa capacité de transport de léger de 18 400 m³/j (116 kb/j). Dernièrement, Enbridge fonctionnait à plein régime ou presque et, dans certains cas, certaines canalisations fonctionnaient selon le principe de la répartition.

Pour répondre à la hausse du pétrole tiré des sables bitumineux et à la nécessité de trouver de nouveaux marchés, Enbridge a reçu l'autorisation, à titre exceptionnel, de rajuster ses droits et d'inverser le sens de l'écoulement de deux pipelines aux États-Unis. Les projets de changement de sens de l'écoulement des pipelines Spearhead et Mobil, d'un diamètre de 20 po, permettront d'accéder respectivement au sud du PADD II et à la côte américaine du golfe du Mexique. On estime que Spearhead livrera 19 900 m³/j (125 kb/j) comparativement aux ententes signées de 9 500 m³/j (60 kb/j). Enbridge a indiqué qu'elle répondrait aux besoins des expéditeurs sur le pipeline Spearhead à court terme en portant la capacité à 30 200 m³/j (190 kb/j) et à long terme en proposant un programme de doublements en vertu duquel la première phase permettrait d'augmenter la capacité de 15 900 m³/j (100 kb/j). Le pipeline Mobil a pour sa part effectué ses premières livraisons de pétrole brut à la côte américaine du golfe du Mexique au premier trimestre de 2006.

Pipeline Express de Kinder Morgan

En avril 2005, Express a achevé son projet d'agrandissement de 17 500 m^3/j (110 kb/j) pour porter sa capacité à 44 800 m^3/j (282 kb/j). Récemment, le réseau Express fonctionnait à plein régime et à certains moments on a dû appliquer le principe de la répartition sur le réseau Platte. Kinder Morgan étudie la possibilité d'agrandir pour régler le problème de capacité sur le réseau Platte.

Kinder Morgan Canada Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Le pipeline Trans Mountain transporte du pétrole brut et des produits pétroliers entre Edmonton et Vancouver, l'État de Washington et l'étranger à partir du quai Westridge. En novembre 2005, Kinder Morgan a acheté Terasen Inc., ce qui fait d'elle un acteur de premier plan dans le domaine du transport par pipeline au Canada. Sa capacité actuelle est de 35 700 m^3/j (225 kb/j) et elle fonctionne à plein régime ou presque depuis plusieurs années et, à maintes reprises, elle a dû appliquer le principe de la répartition. Kinder Morgan a reporté à plus tard les projets d'expansion qu'avait élaborés Terasen pour le réseau Trans Mountain. Le projet TMX annoncé en 2004 comporte trois phases, dont un projet de doublement d'ancrage, suivi d'une option d'accès vers le sud ou vers le nord. Le 10 novembre 2005, une partie du projet TMX1, visant notamment une hausse de capacité de 5 600 m^3/j (35 kb/j), a reçu l'aval de l'ONÉ. Cela portera sa capacité de 35 700 m^3/j (225 kb/j) à 41 300 m^3/j (260 kb/j). Le 17 février 2006, Kinder Morgan a déposé une demande auprès de l'Office relativement au projet de doublement d'ancrage. Le projet suppose le doublement de la canalisation existante sur un tronçon de 158 km entre Hinton, en Alberta, jusqu'à un endroit près de Rearguard, en Colombie-Britannique. S'il était approuvé, le projet de doublement d'ancrage ajouterait 6 400 m^3/j (40 kb/j) de capacité supplémentaire, pour porter le réseau Trans Mountain à une capacité de 47 700 m^3/j (300 kb/j) d'ici la fin de 2008.

On s'attend que Kinder Morgan pourrait déposer auprès de l'ONÉ la prochaine phase du projet TMX au premier trimestre de 2007. TMX2 supposerait le doublement du pipeline Trans Mountain à partir d'Edmonton jusqu'à l'endroit du doublement d'ancrage (Hinton) et au-delà du doublement d'ancrage (Rearguard), pour relever la capacité de 15 900 m^3/j (100 kb/j) et atteindre un total de 63 600 m^3/j (400 kb/j). L'entrée en service est prévue pour janvier 2010.

La phase finale du projet, TMX3, prévoit la réalisation d'un tronçon sud et/ou d'un tronçon nord. Pour les deux tronçons, la capacité au départ d'Edmonton serait de 175 000 m^3/j (1,1 Mb/j). Le tronçon sud, qui s'étendrait de Kamloops à Vancouver, ajouterait 47 600 m^3/j (300 kb/j) et aurait une capacité totale de 111 000 m^3/j (700 kb/j). Le tronçon nord, qui relierait Rearguard à Kitimat, aurait une capacité de 63 600 m^3/j (400 kb/j). L'entrée en service des deux tronçons est prévue pour 2011.

Southern Access d'Enbridge

Enbridge a proposé le projet Southern Access pour agrandir et prolonger le service sur son réseau principal. Cela lui procurerait une capacité supplémentaire en direction de Chicago, de Wood River et de Patoka, et l'accès à Cushing. En mai 2006, Enbridge a déposé une demande auprès de l'Office concernant la phase 1 du programme qu'elle a désigné sous le nom de Southern Access, dont l'objet est d'augmenter la capacité de 19 000 m^3/j (120 kb/j) et dont la mise en service est prévue pour l'automne 2006. Cet agrandissement comprendrait un volet désengorgement et l'ajout de pompes sur les canalisations 3 et 4 d'Edmonton à Hardisty respectivement. Aux États-Unis, l'industrie pipelinière a décidé de faire passer le diamètre de la canalisation entre Superior et Flanagan/Chicago de 30 po qu'elle devait avoir à l'origine à 42 po afin de réduire les coûts d'énergie et en permettre l'agrandissement dans l'avenir. La capacité initiale du réseau en territoire américain serait de 63 600 m^3/j (400 kb/j) au début de 2010, pour être éventuellement portée à 127 000 m^3/j (800 kb/j). Enbridge continue d'envisager le prolongement de Southern Access jusqu'à Wood River et/ou Patoka. Patoka offre une plus grande capacité de stockage et un meilleur accès à d'autres pipelines et raffineries.

Enbridge examine plusieurs autres options de pipeline à partir du secteur de Patoka, incluant : l'agrandissement de canalisations existantes, comme celle de Spearhead, l'inversion du sens de l'écoulement de pipelines, comme le pipeline Seaway (de Cushing à Houston), le pipeline Ozark (de Cushing à Wood River) et le pipeline Mid Valley (de Longview à Toledo).

Projet Southern Lights d'Enbridge

Les parties prenantes de l'industrie examinent différentes solutions permettant d'accroître l'offre de diluant en Alberta. Une initiative sur laquelle Enbridge se penche est la possibilité d'un service de retour de diluant depuis le Midwest américain. Le diluant pourrait venir de raffineries, de la côte américaine du golfe du Mexique ou la région centrale du continent (Midcontinent), de la région des Rocheuses et de l'étranger. Le projet Southern Lights comprendrait également une hausse de la capacité de transport de brut léger sur la canalisation principale d'Enbridge.

Le pipeline Southern Lights (diluant) inclurait l'inversion du sens de l'écoulement de la canalisation 13, de Clearbrook (Minnesota) à Edmonton (Alberta), et la construction d'un nouveau pipeline entre Clearbrook et Manhattan (Illinois), à proximité de Chicago. La capacité totale de ce pipeline serait de 28 600 m^3/j (180 kb/j).

L'accroissement de la capacité de transport de brut léger sur la canalisation principale d'Enbridge serait réalisé en même temps que le pipeline de retour de diluant. Il comprendrait l'agrandissement de la canalisation 2 entre Edmonton et Superior (Wisconsin) à 70 300 m^3/j (440 kb/j) et la construction d'une canalisation de pétrole léger corrosif de 29 500 m^3/j (185 kb/j) qui s'étendrait de Cromer à Clearbrook. Grâce à ces mesures, les réservoirs de dégagement et l'injection de léger corrosif à Cromer ne seraient pas nécessaires.

Enbridge prévoit que ce projet et le programme Southern Access créeront un effet de synergie. S'il est approuvé, le projet pourrait entrer en service d'ici le premier trimestre de 2009.

Pipeline Keystone de TransCanada

En février 2005, TransCanada a annoncé son projet de pipeline Keystone. Il s'agit d'un pipeline de pétrole brut long de 2 800 km, d'une capacité de 69 200 m^3/j (435 kb/j) qui partirait de Hardisty, en Alberta, et desservirait les marchés du Midwest américain. TransCanada a l'intention de convertir un gazoduc en oléoduc au Canada et de construire un nouveau pipeline à partir de la frontière canado-américaine jusqu'à Wood River/Patoka, en Illinois. Le 31 janvier 2006, TransCanada a annoncé avoir reçu des engagements contractuels à long terme pour un total de 54 000 m^3/j (340 kb/j). ConocoPhillips Pipe Line Company a signé un protocole d'entente avec TransCanada pour lui acheter une participation pouvant aller jusqu'à 50 % du projet, et elle s'est engagée à expédier du pétrole brut par le pipeline. Le projet comprend un agrandissement afin de porter la capacité à 93 800 m^3/j (590 kb/j) avec ajout de stations de pompage.

Pipeline Alberta Clipper d'Enbridge

En février 2006, Enbridge a dévoilé son tout dernier projet de pipeline, l'Alberta Clipper, qui serait un pipeline de pétrole brut de type transporteur à forfait d'un diamètre de 36 po, et qui aurait une capacité initiale de 63 600 m^3/j (400 kb/j) pouvant atteindre 127 200 m^3/j (800 kb/j). L'Alberta Clipper longerait l'emprise de la canalisation principale d'Enbridge à partir de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Superior, au Wisconsin, et se raccorderait à l'infrastructure existante pour livrer le pétrole brut dans la région de Chicago. L'entrée en service est prévue pour 2010 ou 2011.

Altex

Altex Energy se propose de construire un oléoduc qui partirait du nord-est de l'Alberta et s'étendrait jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique d'ici au quatrième trimestre de 2010. L'oléoduc aurait une capacité d'au moins 39 700 m^3/j (250 kb/j) avec un fort potentiel d'expansion. Altex estime qu'en utilisant une technologie pipelinière qui lui est propre, elle éliminerait le recours au condensat, ce qui aurait pour effet de réduire considérablement le coût de transport du bitume.

Pipeline Gateway d'Enbridge

Le projet de pipeline Gateway d'Enbridge comporte deux volets : un pipeline de pétrole brut d'une capacité de 63 600 m^3/j (400 kb/j) et une canalisation de retour de condensat d'une capacité de 23 800 m^3/j (150 kb/j). Le pipeline de pétrole brut partirait d'Edmonton et se rendrait jusqu'à Kitimat, alors que la canalisation de condensat fonctionnerait en sens inverse et transporterait des condensats importés. Les canalisations de pétrole brut et de condensat pourraient avoir une capacité ultime de 87 400 m^3/j et 39 800 m^3/j (550 kb/j et 250 kb/j), respectivement. L'entrée en service des deux canalisations est prévue pour le premier semestre de 2010.

À la suite des appels de soumissions réussis pour les deux pipelines, Enbridge a annoncé son intention d'élargir à 20 po le diamètre de la canalisation de condensat et à 36 po celui du pipeline de pétrole brut. Elle a reçu une déclaration d'intérêt non contraignante pour le pipeline de pétrole brut pour une capacité dépassant 63 600 m^3/j (400 kb/j). La société a signé un protocole d'entente avec PetroChina pour approvisionner la Chine en pétrole brut pour une capacité de 31 800 m^3/j (200 kb/j). Des discussions ont également eu lieu concernant l'achat par PetroChina d'une participation dans le pipeline.

Pipeline Spirit de Pembina

En octobre 2005, le Pembina Pipeline Income Fund et Terasen Pipelines Inc. ont annoncé un projet d'importation de condensats à Kitimat d'une capacité de 15 900 m^3/j (100 kb/j) pour livraison par pipeline jusqu'à Edmonton. On utiliserait l'infrastructure en place et il faudrait construire un nouveau tronçon de pipeline. L'entrée en service est prévue pour avril 2009.

En février 2006, le Pembina Pipeline Income Fund a annoncé qu'il réaliserait le pipeline Spirit à lui seul, sans la participation de Kinder Morgan Canada (auparavant Terasen Pipelines Inc.). Puis en avril 2006, Pembina a annoncé avoir conclu une entente de soutien au développement avec un groupe d'expéditeurs.

Conclusion

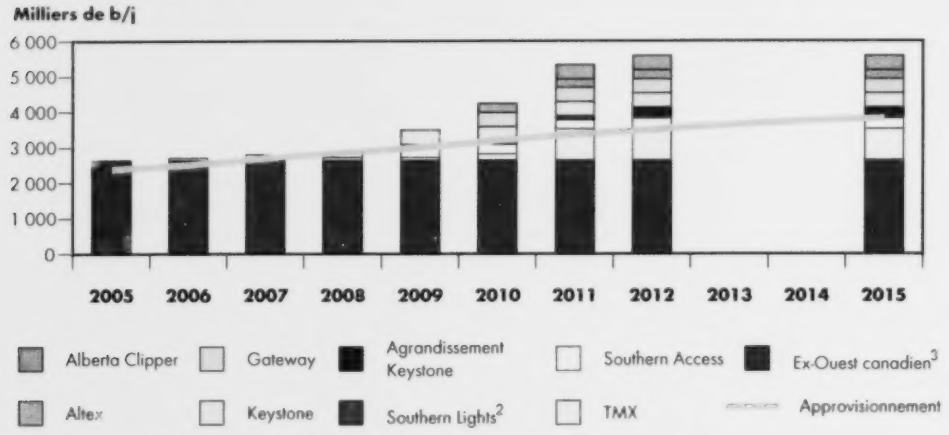
La figure 5.2 indique les prévisions de production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), les projets de pipeline en gestation et la date d'achèvement escomptée. Si l'on se fie au nombre de projets pipeliniers en gestation et à la production censée sortir du BSOC, il est évident que les projets n'iront pas tous de l'avant. Toutefois, comme on l'a mentionné au *Chapitre 4 – Marchés* et comme l'illustre le tableau, la capacité pipelinière devrait commencer à se resserrer en 2007.

5.3 Pipelines d'amenée

En plus des projets, nouveaux ou d'agrandissement, annoncés par les propriétaires des principaux pipelines d'exportation, des pipelines d'amenée d'Alberta sont en phase d'agrandissement afin de transporter les volumes croissants de pétrole des sables bitumineux jusqu'aux principaux carrefours d'Edmonton et Hardisty. On trouvera plus loin une description de ces projets d'agrandissement.

FIGURE 5.2

Prévisions de l'ONÉ sur l'approvisionnement, projets de pipeline et date d'achèvement prévue[1]



1 Les projets de pipeline sont énumérés par ordre alphabétique.

2 Edmonton à Cromer

3 Capacité pipelinière totale provenant du BSOC.

Pipeline de bitume Waupisoo d'Enbridge

Enbridge a annoncé en septembre 2005 qu'elle ira de l'avant avec son projet d'oléoduc Waupisoo. Ce pipeline partirait de son terminal Cheecham sur le réseau Athabasca et s'étendrait jusqu'à un endroit près du terminal de la canalisation principale d'Enbridge à Edmonton. Il aurait une capacité initiale de 55 600 m^3/j (350 kb/j) et une capacité maximale de 95 400 m^3/j (600 kb/j). Le pipeline comprendrait également une canalisation de retour de diluant de 16 po entre Edmonton et la région de Fort McMurray. S'il était approuvé, il pourrait entrer en service au milieu de 2008.

Le pipeline Waupisoo serait exploité par Enbridge; parmi les expéditeurs on compte ConocoPhillips Canada, Petro-Canada, Suncor Energy et Total E&P Canada Ltd.

Pipeline Corridor de Kinder Morgan

En août 2005, Terasen Pipelines (maintenant Kinder Morgan Canada) a annoncé son intention d'agrandir le pipeline Corridor. Actuellement, le réseau pipelinier Corridor comprend une canalisation de bitume fluidifié de 24 po et une canalisation de retour de diluant de 12 po. L'agrandissement comprend la construction d'une nouvelle canalisation de bitume de 42 po et la mise à niveau des stations de pompage le long du réseau existant à partir des gisements de la rivière Muskeg au nord de Fort McMurray jusqu'à l'usine de valorisation Shell à Scotford près d'Edmonton. Le projet porterait la capacité de DilBit à 79 500 m^3/j (500 kb/j) d'ici 2009 et serait conçu de manière à pouvoir être agrandi et porter la capacité à 174 900 m^3/j (1,1 Mb/j), estime-t-on.

Pipeline Horizon de Pembina

En août 2005, Pembina Pipeline Corporation (Pembina) a annoncé qu'elle doublerait l'actuel Alberta Oil Sands Pipeline pour en faire deux canalisations parallèles, distinctes commercialement. L'une, réservée à Canadian Natural Resources (CNRL), transporterait du pétrole brut synthétique à partir du

pipeline Horizon projeté de CNRL. La nouvelle canalisation serait raccordée à l'infrastructure existante. Elle pourrait entrer en service d'ici juillet 2008 et aurait une capacité de 39 700 m^3/j (250 kb/j).

Pipeline Cheecham de Pembina

En janvier 2006, Pembina a annoncé avoir conclu une entente avec ConocoPhillips Surmont Partnership, Total E&P Canada Ltd., Nexen Inc. et OPTI Long Lake L.P. en vue de construire le pipeline latéral Cheecham. Pembina a passé des ententes de transport avec des expéditeurs pour une capacité pouvant atteindre 21 600 m^3/j (136 kb/j). La construction est en cours et le pipeline devrait entrer en service d'ici novembre 2006. Il transportera du pétrole brut synthétique qui sera livré à un terminal situé près de Cheecham, en Alberta.

5.4 Perspectives – Problèmes et incertitudes

Il est clair que la hausse de la production dans l'Ouest canadien, propulsée surtout par l'exploitation des sables bitumineux, est à l'origine des divers projets de construction ou d'agrandissement de pipeline. L'industrie vivra des temps difficiles avec l'augmentation de la production et l'insuffisance de la capacité sur les principaux pipelines d'exportation. Le rythme d'expansion des pipelines dépendra largement des conditions du marché et des approbations réglementaires requises. À cet égard, il se pourrait que les sociétés pipelinières s'adressent aux expéditeurs pour obtenir du soutien financier sous forme d'ententes de prise obligatoire.

On prévoit que si les prix élevés se maintiennent et que le marché demeure ferme, la répartition sur les pipelines d'exportation deviendra un problème. À court terme, l'industrie fera des agrandissements de moindre envergure pour obtenir de la capacité supplémentaire afin d'atténuer le problème de capacité. Le tableau 5.1 illustre les projets actuels d'agrandissement qui sont soit à l'étude à l'Office, soit annoncés publiquement, soit encore envisagés par l'industrie.

La prochaine décennie sera une période critique pour le développement des pipelines. Certains problèmes et incertitudes auront une incidence sur leur rythme d'expansion d'ici 2015, notamment :

- **Prix du pétrole brut** – Voir les chapitres 3 et 4.
- **Bitume fluidifié, bitume ou pétrole synthétique** – Il faudra agrandir les pipelines en fonction du pétrole brut extrait des sables bitumineux qui est produit et exigé par le marché.
- **Coût des projets** – Avec le coût de la main-d'œuvre et le coût des matériaux en hausse à des niveaux inégalés, les coûts des projets montent à un rythme alarmant. On estime que les coûts de certains projets pipeliniers ont augmenté de 25 % depuis qu'ils ont été annoncés.
- **Type de transport** – Dans le passé, les oléoducs étaient surtout de type transporteur public, mais il se pourrait que les promoteurs de projet souhaitent obtenir des ententes de prise obligatoire.

TABLEAU 5.1

Agrandissements annoncés et potentiels des pipelines au Canada

Pipeline	Date de dépôt éventuelle	Hausse de la capacité (kb/j)	Date d'achèvement prévue par les promoteurs	Marché
Terasen (TMPL)		75		PADD V
(TMX1 Phase I)	Déposé en juillet 2005	35	Avril 2007	Étranger/Extrême-Orient
(TMX1 Phase II)	Déposé en février 2006	40	Novembre 2008	
Southern Option		700		PADD V
(TMPL TMX2)	T1-2007	100	Janvier 2010	Étranger/Extrême-Orient
(TMPL TMX3)	n.d.	300	2011	
Northern Option (TMX)	n.d.	400	2011	PADD V Étranger/Extrême-Orient
Enbridge Gateway (pétrole/diluant)	Juin 2006	400/150	Milieu 2010	PADD V Étranger/Extrême-Orient Alberta (pipeline de diluant)
Pembina Spirit (diluant)	n.d.	100	Avril 2009	Alberta
Southern Lights d'Enbridge				
Southern Lights (diluant)		180		Alberta
Agrandissement de la canal. 2 (pétrole)	n.d.		2009	
Edmonton à Cromer		103		PADD II
Cromer à Clearbrook		33		PADD II
Clearbrook à Superior		33		PADD II
Nouvelle canal. de corrosif de Cromer à Clearbrook		185		PADD II
TCPL (Keystone)	Juin 2006	400	2009	Sud du PADD II/PADD III
Alberta Clipper	n.d.	400	2010/11	Sud du PADD II
Altex Energy	n.d.	250	T4-2010	PADD III
Enbridge (Southern Access)		315		Midwest/Sud du PADD II
Phase I	Mai 2006	120	Octobre 2006 et février 2007	
Phase II	n.d.	148	2008/09	
Phase III	n.d.	47	n.d.	

n.d. - non disponible

FACTEURS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIO-ÉCONOMIQUES

6.1 Introduction

Le potentiel économique des sables bitumineux du Canada est incontestable, mais le rythme rapide et l'envergure de leur exploitation ont des conséquences sociales et environnementales considérables. Le présent chapitre dresse un portrait actualisé des principales difficultés auxquelles doivent faire face les exploitants des sables bitumineux, en ce qui regarde notamment la conservation de l'eau, les émissions de gaz à effet de serre (GES), la perturbation des sols et la gestion des déchets. D'un point de vue socio-économique, un sujet de préoccupation majeure demeure la forte demande d'ouvriers qualifiés par rapport à l'offre. Les régions associées à l'exploitation des sables bitumineux bénéficient de plusieurs avantages économiques mais à ces avantages il faut opposer le prix à payer par les collectivités.

Divers groupes régionaux multipartites ont été créés pour étudier les répercussions socio-économiques et environnementales de la mise en valeur des sables bitumineux. Le tableau 6.1 donne un résumé des principaux groupes. De nombreux sous-comités ont également été formés pour trouver remède aux problèmes relevant de leur compétence. Ces groupes sont constitués de représentants de l'industrie, du gouvernement et des communautés locales qui travaillent pour élaborer des politiques et des programmes de gestion optimale de la ressource.

TABLEAU 6.1

Liste des principaux partenaires multipartites

Partenaire	Domaine d'intérêt
Wood Buffalo Environmental Association (WBEA)	• Contrôle de la qualité de l'air dans la région de Wood Buffalo • Surveillance des effets sur l'écologie et la santé
Cumulative Environmental Management Association (CEMA)	• Étude des effets cumulatifs du développement régional dans le nord de l'Alberta
Canadian Oilsands Network for Research and Development (CONRAD)	• Recherche-développement en matière d'activités environnementales responsables et de possibilités de réduction des émissions pour les projets d'exploitation minière et les projets in situ
Athabasca Regional Issues Working Group (RIWG)	• Offre un processus proactif qui fait la promotion de la mise en valeur des ressources de manière durable et responsable au sein de la Municipalité régionale de Wood Buffalo pour le bénéfice de tous les partenaires

6.2 Environnement

Les préoccupations à l'égard de la gestion des effets de l'exploitation des sables bitumineux sur l'environnement ont atteint de nouveaux sommets. En mars 2006, le Parkland Institute a publié un rapport réclamant un moratoire sur l'exploitation des sables bitumineux pour une durée de cinq ans, soulignant la nécessité pour les Canadiens de débattre de la question et d'en saisir toutes les implications.

6.2.1 *Utilisation et conservation de l'eau*

Les travaux d'exploitation minière et les travaux in situ nécessitent de grandes quantités d'eau pour extraire le bitume des sables bitumineux. Pour produire un baril de pétrole brut synthétique (PBS), il faut en effet retirer entre 2 et 4,5 barils d'eau[iii], principalement de la rivière Athabasca. Actuellement, les projets d'exploitation des sables bitumineux qui ont été approuvés autorisent à faire dévier 370 millions de mètres cubes (2,3 milliards de barils) d'eau fraîche par an à partir de la rivière Athabasca[iv]. Les projets d'exploitation des sables bitumineux pousseraient les retraits cumulatifs à 529 millions de mètres cubes (3,3 milliards de barils) par an[v]. Malgré une certaine quantité recyclée, la presque totalité de l'eau servant à l'exploitation des sables bitumineux aboutit dans les bassins de décantation des résidus.

Les parties prenantes s'entendent pour dire que les débits de la rivière Athabasca ne sont pas suffisants pour satisfaire les besoins de tous les projets d'extraction à ciel ouvert. Il faut des débits suffisants pour assurer la durabilité écologique de la rivière Athabasca. Or en hiver, les débits sont généralement moins élevés[vi] compte tenu des faibles précipitations, et par conséquent les retraits d'eau en cette période de l'année sont particulièrement préoccupants.

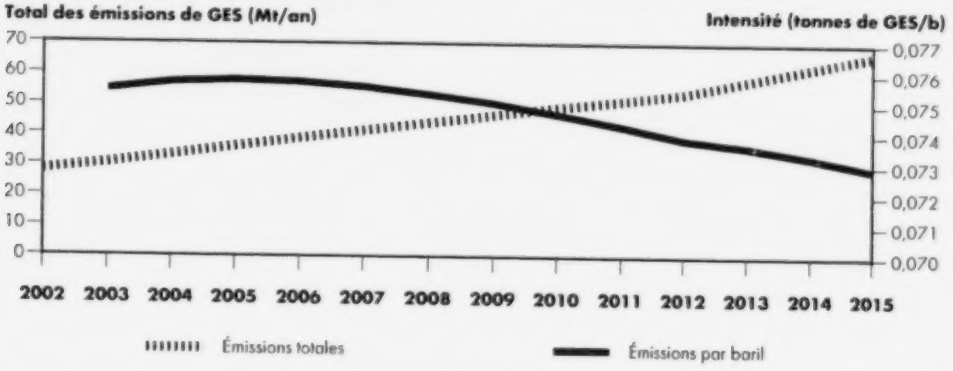
En janvier 2006, Environnement Alberta a publié à ce sujet un document intitulé *An Interim Framework: Instream Flow Needs and Water Management System for Specific Reaches of the Lower Athabasca River*, qui décrit certaines mesures à prendre selon diverses conditions d'écoulement. Là où il pourrait y avoir des impacts potentiels à court terme sur l'écosystème, les promoteurs de projet sont invités à fixer leur volume d'eau détournée à moins de 10 % du débit disponible. Les permis récents et nouveaux peuvent imposer des réductions supplémentaires obligatoires. Là où les débits sont si faibles que les retraits auraient les impacts escomptés sur l'écosystème aquatique, les réductions d'utilisation d'eau et le recours au stockage d'eau seraient obligatoires.

Les travaux d'exploitation des sables bitumineux ont des répercussions directes sur les niveaux de l'eau souterraine. Une fois que le puits de mine a été excavé, il est essentiel de réduire les niveaux de l'eau souterraine dans le secteur pour éviter d'inonder le puits. L'extraction d'eau souterraine dans de larges secteurs du paysage risque d'abaisser le niveau des eaux souterraines dans les secteurs avoisinants, ce qui peut entraîner une réduction du ruissellement souterrain vers les tourbières, les zones humides et les autres plans d'eau de surface.

Environ 82 %[vii] des réserves établies de sables bitumineux en Alberta ne sont accessibles qu'au moyen de technologies d'extraction in situ, et la demande d'eau fraîche est là aussi en hausse pour ces projets. La demande d'eau fraîche pour les projets d'exploitation des sables bitumineux in situ devrait au moins doubler entre 2004 et 2015 pour passer de 5 millions de mètres cubes (31,5 millions de barils) à 13 millions de mètres cubes (82 millions de barils) par an[viii]. Dans les opérations de SGSIV, de 90 à 95 % de l'eau utilisée pour la vapeur pour récupérer le bitume est réutilisée, mais pour chaque mètre cube (6,3 barils) de bitume produit, il faut environ 0,2 mètre cube (1,3 baril) d'eau souterraine supplémentaire[ix]. Les projets de SGSIV réduisent autant que possible l'utilisation des formations aquifères d'eau fraîche en utilisant un certain volume d'eau douce mélangée à l'eau souterraine saline.

FIGURE 6.1

Projection d'émissions de GES par les sables bitumineux jusqu'en 2015



Source : Pembina Institute. *Oil Sands Fever - The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush*

Cependant, le traitement de l'eau souterraine saline pour les générateurs de vapeur produit de grandes quantités de déchets solides. L'élimination de ces déchets dans des sites d'enfouissement est une autre préoccupation à long terme car elle pourrait avoir des répercussions sur les sols et les eaux souterraines des alentours. Ces déchets comportent une concentration élevée d'acides, de résidus d'hydrocarbures, de métaux-traces et d'autres contaminants.

Environnement Alberta est en train d'élaborer une nouvelle politique de la conservation et de l'attribution de l'eau pour réduire, voire éliminer, l'utilisation de l'eau fraîche dans les projets in situ. Des permis d'attribution d'eau seront délivrés pour une durée de deux ans dans un premier temps, avec reconduction pour une durée de cinq ans si le renouvellement est autorisé. Cela constitue une réduction par rapport à la période de renouvellement antérieure qui était de dix ans. Les titulaires de permis doivent demander le renouvellement de leur permis en vertu de l'article 59 de la *Water Act* (loi sur l'eau). Environnement Alberta prendra contact avec les titulaires de permis permanents pour entreprendre un examen volontaire de leur permis.

6.2.2 *Émissions atmosphériques*

La controverse demeure à l'égard de notre capacité de gérer les effets des émissions de gaz à effet de serre (GES) sur le climat à l'échelle de la planète, et de nombreux Canadiens s'inquiètent du phénomène. La production de bitume et de PBS rejette des émissions de GES plus élevées que la production de pétrole brut classique et elle a été identifiée comme la première source d'accroissement des émissions de GES au Canada.

Même si des progrès importants ont été réalisés pour diminuer l'intensité des émissions de GES produites par les exploitants des sables bitumineux, la production additionnelle annule les gains réalisés et les émissions totales risquent d'augmenter. La figure 6.1 illustre les prévisions des émissions ainsi que les émissions totales, qui pourraient atteindre 67 mégatonnes (Mt) par an d'ici 2015 selon le scénario de la deuxième meilleure éventualité du Pembina Institute[x].

Dioxyde de carbone

Une technologie innovatrice destinée à accroître la production d'énergie a le potentiel nécessaire pour à la fois réduire les émissions de GES et créer un débouché économique. Des recherches sont actuellement en cours afin d'établir la faisabilité du captage et du stockage de CO_2 au Canada. Selon

l'Alberta Geological Survey, la capacité cumulative des réservoirs de gaz et de pétrole dans l'Ouest canadien, moyennant une capacité d'emprisonnement du CO_2 estimée à plus de 1,0 Mt chacun, est de 3,2 Gt de CO_2 pour les gisements de gaz et de 560 Mt pour les gisements de pétrole[xi].

Le dioxyde de carbone qui inonde les gisements de pétrole arrivés à maturité pour la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) pourrait accroître la production issue des réserves de pétrole canadien arrivées à maturité de 8 à 25 %, soit une hausse potentielle de la récupération de 0,5 à 1,4 milliard de mètres cubes (de 3 à 9 milliards de barils) de pétrole[xii]. Avec les prix du pétrole pratiqués actuellement, on constate un intérêt renouvelé pour les projets de RAH, mais on est loin encore de la rentabilité. L'injection de CO_2 pour assister la récupération du méthane de houille (MH) a également suscité beaucoup d'intérêt mais ce procédé est actuellement beaucoup moins économique que pour la RAH.

Les projets d'exploitation des sables bitumineux sont une source importante d'émissions de CO_2, mais il faudra un pipeline de CO_2 exclusif à partir de Fort McMurray jusqu'aux gros gisements de pétrole léger ou de MH du centre de l'Alberta pour encourager le captage, le stockage et l'utilisation de gros volumes de CO_2. Plusieurs incitatifs des gouvernements provincial et fédéral sont offerts pour promouvoir le développement du captage et du stockage de CO_2 mais l'incertitude de la politique en ce qui concerne le stockage à long terme constitue un obstacle.

6.2.3 *Perturbation des sols et remise en état*

Les sables bitumineux de l'Athabasca sont situés entièrement en territoire de forêt boréale. La superficie des zones d'extraction à ciel ouvert varie de 150 à 200 km^2 (de 58 à 77 $milles^2$). Le paysage, une fois qu'il aura été remis en état tel que proposé, sera sensiblement différent de ce qu'il était : on y trouvera 10 % de moins de terres humides, davantage de lacs et plus aucune tourbière. On ne s'entend pas actuellement sur la réussite ultime des méthodes de remise en état. La méthode in situ ne requiert aucuns travaux d'excavation et nécessite moins de superficie pour les fins de l'exploitation, mais elle suppose la fragmentation de la forêt pour construire de nouvelles routes devant desservir le secteur, des profils sismiques et des sites de puits de forage d'exploration. On se demande toujours si les étangs de résidus peuvent devenir des écosystèmes biologiquement productifs.

6.2.4 *Le soufre en tant que sous-produit*

Le soufre élémentaire est un des principaux sous-produits des sables bitumineux. Des efforts notables ont été faits en matière de gestion du soufre. La mise en stock du soufre pose un problème physique. D'ici 2015, la récupération du soufre pourrait générer jusqu'à 5 millions de tonnes de soufre par an. Pour contrer ce problème, la Chine et l'Inde ont été identifiées comme des marchés potentiels étant donné que le soufre peut servir à fabriquer des engrais. Shell Canada a investi pour commercialiser le soufre canadien dans le but de remplacer la combustion de la pyrite pour en extraire le soufre. Depuis 1996, 40 des 600 usines d'engrais de Chine ont été converties pour utiliser le soufre canadien; elles ne brûlent plus la pyrite pour en extraire le soufre, ce qui signifie le rejet dans l'atmosphère de 250 000 tonnes de CO_2 de moins chaque année[xiii]. Le soufre est aussi utilisé dans la composition du bitume routier et, éventuellement, dans des matériaux comme le béton ou d'autres matériaux de construction.

6.3 Facteurs socio-économiques

Le gisement de l'Athabasca est le plus important des trois gisements de sables bitumineux du nord de l'Alberta; c'est aussi là que la mise en valeur y est la plus intense. Dans les régions de Cold Lake

et Peace River, elle est moins poussée, même si cela commence à changer. Ces régions s'exposent, au cours des prochaines années, à subir les mêmes répercussions socio-économiques que dans l'Athabasca. La croissance sans précédent qui est prévue dans l'exploitation des sables bitumineux exigera des efforts concertés de tous les acteurs pour faire face efficacement à ces enjeux.

L'industrie, l'État et les organismes locaux travaillent sans relâche à l'amélioration du bien-être des collectivités autochtones et non autochtones de la région; ils ne pourront se permettre aucune relâche s'ils espèrent suivre le rythme des demandes croissantes imposées à l'infrastructure sociale en place. Les efforts doivent être poursuivis et renforcés par une planification méticuleuse afin qu'aucun dommage irréparable aux personnes et à l'environnement ne soit fait, et que la mise en valeur des ressources naturelles s'opère d'une manière durable en songeant aux besoins des générations futures.

6.3.1 Contexte socio-économique

Le recensement municipal de 2005 révèle que la Municipalité régionale de Wood Buffalo[xv] compte 73 176 habitants. Ce chiffre représente une hausse de 6 071 habitants, ou 9 %, depuis le recensement municipal de 2004. Selon le *Sustainability Community Indicators Summary Report*, la population de Fort McMurray et la Municipalité régionale de Wood Buffalo ont un taux de croissance, un taux de migration nette et un rapport du nombre des hommes plus élevés, et une population généralement plus jeune, que dans les autre localités ou régions échantillonnées de l'Alberta. Cette croissance constante de la population risque d'exacerber les répercussions socio-économiques.

Selon les estimations de l'ONÉ, on a investi jusqu'à présent 41 milliards de dollars dans les sables bitumineux au Canada; l'ONÉ prévoit que 7 milliards de dollars seront dépensés dans des projets de construction en 2006 et que des projets d'une valeur de 85 milliards seront réalisés d'ici 2015. Actuellement, les sociétés pipelinières et les promoteurs se sont engagés ou se proposent de s'engager dans 46 projets d'exploitation des sables bitumineux, sans compter 135 autres projets d'expansion. Une croissance et une expansion d'une telle ampleur ne peuvent se réaliser sans une hausse correspondante du nombre de travailleurs.

Main-d'oeuvre

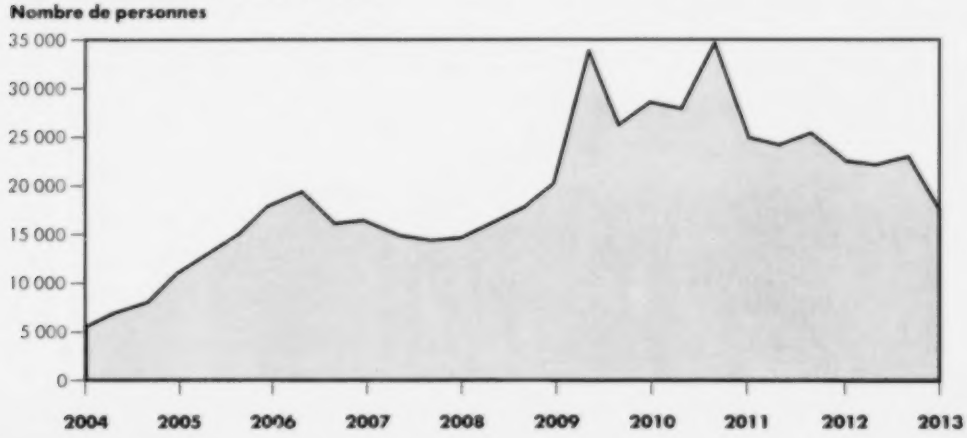
Il y a actuellement une pénurie de main-d'œuvre qualifiée en Alberta et la situation devrait se maintenir à brève échéance. Selon les prévisions de la Construction Owners Association of Alberta, l'offre et la demande de main-d'œuvre indiquent un accroissement des activités de construction en Alberta, en particulier dans le secteur des sables bitumineux, ce qui entraînera de graves pénuries de main-d'œuvre dans la construction dans les années à venir[xv]. La figure 6.2 illustre l'augmentation prévue du nombre de travailleurs de la construction qui seront nécessaires pour les projets industriels de l'Alberta, dont les dépenses en immobilisations devraient dépasser les 100 millions de dollars. Les grands projets industriels de l'Alberta seront en concurrence pour obtenir de la main-d'œuvre, concurrence qui risque de faire exploser les coûts de construction et d'attirer des travailleurs d'autres régions du Canada.

Il y a pénurie de main-d'oeuvre lorsque la demande dépasse l'offre de travailleurs qualifiés, disponibles et désireux de faire le travail aux conditions existantes du marché, y compris les salaires et les lieux. La difficulté dans le secteur des sables bitumineux tient non seulement à la recherche des bonnes compétences – opérateurs de procédés, conducteurs de machinerie lourde, mécaniciens et préposés à l'entretien d'usine – mais à l'attraction de ces personnes vers la région de Wood Buffalo[xvi].

Pour parer à la pression actuelle sur l'offre de main-d'œuvre exercée par plusieurs industries de la province, le gouvernement de l'Alberta a publié en janvier 2006 une stratégie préliminaire intitulée

FIGURE 6.2

Travailleurs de la construction requis pour les projets industriels de plus de 100 millions de dollars en Alberta



Source : Construction Owners Association of Alberta (COAA)

Building and Educating Tomorrow's Workforce: A Framework to enhance Alberta's People Capacity. Cette stratégie échelonnée sur dix ans, qui en est à l'étape de la consultation, propose diverses mesures pour faire face aux difficultés de l'Alberta en matière de main-d'œuvre. Ce cadre stratégique s'articule autour de quatre thèmes : l'information (éducation, carrière, milieu de travail et marché du travail), l'attraction (immigration et migration interprovinciale), perfectionnement (investissements dans l'éducation et la formation) et fidélisation (attractivité des villes et du travail)[xvii]. La lutte contre les pénuries de main-d'œuvre dans le secteur des sables bitumineux est une des grandes priorités du gouvernement de l'Alberta, et c'est pourquoi la stratégie de dix ans renferme une sous-stratégie exclusive au secteur des sables bitumineux. Le gouvernement de l'Alberta a également signé une entente avec le gouvernement fédéral qui permettra l'entrée à titre temporaire de travailleurs étrangers ciblés pour répondre aux besoins urgents de main-d'œuvre qualifiée dans des projets clés d'exploitation des sables bitumineux à Fort McMurray[xviii].

6.3.2 *Effets socio-économiques positifs*

Il y a de nombreux effets socio-économiques positifs sur les localités et les régions touchées par la mise en valeur des sables bitumineux, au nombre desquels l'emploi, les avantages économiques, la stabilité économique, les recettes publiques et les investissements dans la recherche-développement. Il sera ici question de l'emploi, des recettes publiques et des avantages économiques à l'échelle nationale.

Emploi

En plus des 33 000 emplois directs, indirects et induits déjà créés par la mise en valeur des sables bitumineux, on estime que 240 000 nouveaux emplois seront créés d'un bout à l'autre du Canada d'ici 2008[xix]. Environ 60 % de ces emplois seront en Alberta, la plupart dans le secteur manufacturier.

Selon les entreprises d'exploitation des sables bitumineux de la région de Wood Buffalo, elles devraient créer environ 6 000 nouveaux emplois permanents entre 2005 et 2014. Il en faudra 9 000 autres pour remplacer les travailleurs de la cohorte des départs naturels. En 2004, plus de 1 300 Autochtones ont été employés directement par les promoteurs de projets d'exploitation

des sables bitumineux ou engagés par des entrepreneurs, et plus de 250 millions de dollars ont été dépensés dans de cadre de contrats d'approvisionnement en biens et services passés avec des entreprises autochtones.

Recettes publiques et avantages économiques à l'échelle nationale

L'expansion de l'industrie des sables bitumineux est un pilier de l'activité économique de l'Alberta, laquelle profite aux économies régionale, provinciale et nationale. Les droits et impôts découlant des sables bitumineux ont apporté un total de 6 milliards de dollars dans les coffres du gouvernement de l'Alberta entre 1996 et 2005. L'Athabasca Regional Issues Working Group[xx] a fait les prévisions suivantes :

- d'ici 2015, le gouvernement de l'Alberta devrait recevoir 2,4 milliards de dollars annuellement en droits, en impôts sur le revenu des sociétés et en impôts des particuliers tirés des projets existants et nouveaux de mise en valeur des sables bitumineux;
- d'ici 2015, les recettes fédérales provenant des impôts sur le revenu des sociétés et des particuliers tirés de l'industrie des sables bitumineux sont évaluées à 3,5 milliards de dollars par an.

6.3.3 *Effets socio-économiques négatifs*

Cette croissance rapide a aussi des effets socio-économiques négatifs : pénurie de logements abordables, hausse de la circulation dans la région, pressions accrues sur les services gouvernementaux comme les soins de santé et l'éducation, transformation du mode de vie traditionnel, impacts sur les terres traditionnelles, infrastructure municipale qui ne suit pas le rythme de croissance de la population, toxicomanie et alcoolisme, et dépendance accrue à l'égard des organismes de services sociaux à but non lucratif. Il sera question ici du logement, de l'infrastructure et des services.

Logement

La population grandissante de Fort McMurray crée une demande de logement, qui a pour corollaire : loyers élevés, faible disponibilité et absence de logements subventionnés. Une des principales conclusions du *Sustainable Community Indicators Summary Report*[xxi] concernant la disponibilité des logements est que le logement est généralement moins disponible à Fort McMurray que dans les villes de Grande Prairie, Medicine Hat, Calgary et Edmonton. Le rapport a également révélé que la situation du logement empire (c.-à-d. que la disponibilité du logement à Fort McMurray diminue).

Dans la région de Wood Buffalo et en particulier à Fort McMurray, la question de l'abordabilité et de la disponibilité est préoccupante parce que :

- les prix des habitations sont élevés comparativement à ceux pratiqués à Edmonton et ailleurs : le prix moyen d'une maison unifamiliale s'élevait à 430 000 $ au mois de mars 2006[xxii] comparativement à 256 000 $ à Edmonton[xxiii] et à 363 000 $ à Calgary[xxiv];
- les loyers sont élevés : un appartement de deux chambres à coucher coûtait en moyenne 1 400 $ par mois[xxv] en février 2006. De plus, le taux d'inoccupation est extrêmement bas et les nouveaux chantiers annoncés ont entraîné des avis d'augmentations de loyer encore plus grandes.

L'abordabilité et la disponibilité des logements à Fort McMurray constituent un frein au recrutement des exploitants des sables bitumineux. Pour parer à la situation, plusieurs ont demandé l'autorisation de mettre en place un service de navette aérienne qui permettrait aux travailleurs de vivre dans les

grands centres (p. ex. Edmonton, Calgary et d'autres villes au Canada) et d'aller travailler par avion. Cette solution a l'avantage de faciliter le recrutement des entreprises et de réduire la pression sur le logement, l'infrastructure et les services; toutefois, elle pourrait à long terme compromettre la viabilité des localités (c.-à-d. Fort McMurray et d'autres villes au Canada).

Infrastructure et services

Le document *Wood Buffalo Business Case 2005* offre un aperçu complet des besoins urgents de la région en infrastructure publique, tels qu'établis par l'industrie, la municipalité et les organismes de services publics. Il faudra investir 1,2 milliard de dollars pour répondre à l'ensemble des besoins en infrastructure publique dans la région au cours des cinq prochaines années[xxvi], à savoir :

- 353 millions en projets municipaux (aqueduc, égout, voirie et installations de loisir);
- 236 millions en établissements d'enseignement primaire, secondaire et postsecondaire;
- 500 millions en projets de voirie;
- 136 millions en établissements de santé et en logements à prix abordables (pour les personnes à faible revenu).

6.4 Perspectives – Problèmes et incertitudes

L'objectif de départ de produire, à l'horizon de 2020, un million de barils par jour de pétrole à partir des sables bitumineux a été dépassé dès 2004. Devant une croissance aussi rapide, on peut se demander si l'équilibre entre la mise en valeur de la ressource d'une part et la protection de l'environnement et les intérêts sociaux d'autre part peut être maintenu. Voici les principaux défis qu'il faudra relever en matière environnementale et socio-économique.

- **Politique de l'eau** – L'exploitation des sables bitumineux nécessite une quantité d'eau importante et le volume limité disponible dans la rivière Athabasca pourrait contrecarrer les projets d'expansion dans l'avenir. On peut donc s'attendre à un resserrement de la politique de l'eau au-delà du cadre provisoire élaboré par Environnement Alberta. Certaines exploitations des sables bitumineux récemment approuvées ont jusqu'à 30 jours de stockage d'eau sur place incorporé dans leur projet pour limiter les retraits en périodes de faibles débits. Autre option envisageable : la constitution de stocks d'eau[xxvii] en amont des opérations d'exploitation des sables bitumineux pour faire contrepoids aux périodes de faibles débits.
- **Besoins en main-d'œuvre** – Des solutions à court et à long terme ont été proposées pour répondre aux besoins en main-d'œuvre des exploitants des sables bitumineux. Reste à savoir si les solutions à court terme réussiront à augmenter l'offre d'ouvriers qualifiés pour satisfaire à la demande créée par l'expansion rapide du secteur. Une pénurie de main-d'œuvre risque de limiter le rythme du développement.
- **Infrastructure et services** – En raison de l'accroissement rapide de la population, la région de Wood Buffalo a connu des ratés en matière de prestation de services à la collectivité et de développement de son infrastructure. Cette situation compromet la capacité de la Municipalité régionale de Wood Buffalo de maintenir une qualité de vie raisonnable, critère essentiel à tous les employeurs de la région qui cherchent à attirer des travailleurs et à les retenir.
- **Émissions atmosphériques** – Les émissions de GES sont une préoccupation de premier plan pour les Canadiens. Les exploitants des sables bitumineux ont pris des mesures pour réduire sensiblement l'intensité de leurs émissions mais le volume total des émissions a

encore augmenté en raison de l'augmentation de la production. L'utilisation du CO_2 pour la récupération assistée des hydrocarbures pourrait éventuellement réduire les émissions de GES et avoir des retombées économiques.

- **Effets cumulatifs sur l'environnement** – L'accumulation des changements opérés dans l'air, le sol et l'eau par l'exploitation des sables bitumineux est une préoccupation importante. Selon les groupes écologistes, on ne dispose pas de suffisamment d'information scientifique actuellement pour comprendre comment l'écosystème réagira aux effets du développement et il faudrait des objectifs de performance environnementale plus rigoureux. L'industrie continue de rechercher des innovations technologiques qui permettraient de réduire les effets sur l'environnement.
- **Technologie** – Compte tenu de la persistance des prix élevés du pétrole, l'industrie des sables bitumineux pourrait être motivée à centrer sa capacité innovatrice sur des découvertes technologiques au profit de l'environnement. En matière de gestion des déchets, la gazéification pourrait éventuellement transformer le coke de pétrole en gaz combustible et en source d'hydrogène. La séquestration du CO_2 – c.-à-d. l'injection du CO_2 extrait des sables bitumineux dans des champs pétrolifères classiques – permet à la fois de capter les émissions et d'accroître la production de brut. Il y a bien des domaines où les sociétés pourraient investir, mais cela dépend des incitatifs qui sont offerts.

POSSIBILITÉS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

7.1 Introduction

Les centrales de cogénération, aussi connues sous le nom d'installations de cogénération de chaleur et d'électricité (CCE), constituent la principale source d'électricité pour la plus grande partie des activités d'exploitation des sables bitumineux. Ces installations sont habituellement alimentées au gaz naturel, qui assure l'entraînement d'une turbine à combustion à l'origine de l'électricité produite par une génératrice. Un générateur de vapeur récupère ensuite la chaleur qui serait normalement perdue et produit de la vapeur, de l'eau chaude ou un mélange des deux, qu'on utilise dans le cadre de processus industriels comme la production de bitume. Une telle cogénération est plus rentable et moins énergivore que la production séparée de quantités équivalentes d'électricité et de vapeur.

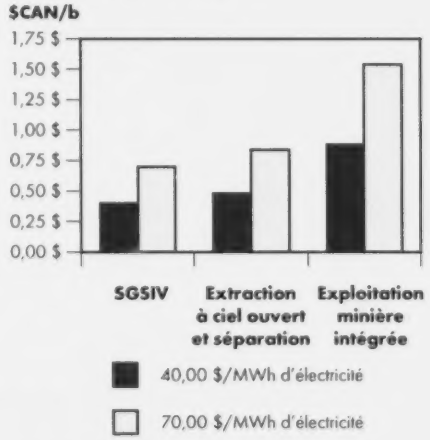
L'évolution de la situation dans l'industrie des sables bitumineux depuis 2004 a fait en sorte que, dans la majorité des cas, les producteurs continuent de greffer des centrales de cogénération à leurs installations pour :

- accroître le degré de fiabilité de la vapeur et de l'électricité de façon à produire un maximum de pétrole;
- profiter de l'efficacité environnementale et économique qui en découle;
- accroître éventuellement les revenus au moyen de la vente d'électricité excédentaire.

Cependant, la tendance est maintenant de construire des centrales de cogénération qui se limitent à répondre aux besoins énergétiques réels, sans grand excédent destiné à la vente sur le réseau.

FIGURE 7.1

Coûts estimatifs de l'électricité selon le type de récupération



Sources : CERI et AESO

7.2 Demande d'électricité

La montée des prix du gaz naturel a entraîné à sa suite le tarif d'électricité moyen du réseau commun en Alberta, qui est passé de 40,00 $/MWh, montant utilisé dans le rapport de 2004 de l'Office et illustré à la figure 7.1, à 70,00 $/MWh en 2005. Même s'il s'agit là d'une augmentation de 75 % des coûts de l'électricité, la hausse des coûts de production en

découlant est de faible envergure quand on la compare à l'incidence de l'accroissement des prix du pétrole. Par conséquent, on accorde davantage d'importance à l'obtention d'une production maximale qu'à la génération de revenus pouvant être tirés de la vente d'électricité excédentaire et qu'à la diminution des coûts de l'électricité.

7.3 Possibilités en cogénération

En mars 2006, on estimait la capacité totale de production d'électricité de l'Alberta à environ 11 400 MW alors que le record pour la demande de pointe, établi en décembre 2005, était de 9 580 MW[xxviii].

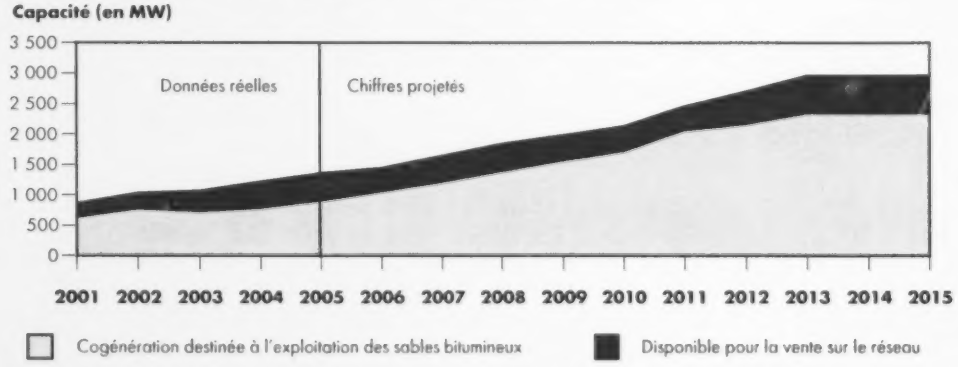
La capacité de cogénération totale installée a augmenté de quelque 150 MW en 2005, dont une tranche de 25 MW disponible pour la vente sur le réseau. Les plus récentes prévisions (à moyen terme) du groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca au sujet de la cogénération sont présentées à la figure 7.2. Les prévisions de la capacité en 2015 varient entre 2 900 MW et 3 000 MW.

Ces prévisions sont de beaucoup inférieures (la capacité totale de production projetée en 2015 est de 22 % moins élevée) à celles avancées dans le rapport de 2004 de l'Office en raison des prix plus élevés du gaz naturel et des inquiétudes qui découlent de l'incertitude entourant la quantité d'énergie que le marché albertain de l'électricité peut absorber. Ces facteurs ont donc été à l'origine d'une tendance, de la part des producteurs de la région des sables bitumineux, à viser l'autosuffisance à l'égard des centrales de cogénération construites plutôt que des ventes sur le réseau. Plus particulièrement, au lieu de construire des installations qui visent à répondre aux besoins en vapeur d'un projet, on cherche plutôt à répondre à ses exigences en électricité, puis on ajoute le nombre requis de chaudières, moins capitalistiques, afin de fournir la vapeur supplémentaire voulue.

L'augmentation des prix du gaz naturel a rehaussé l'intérêt à l'endroit des centrales alimentées au charbon dans le sud de l'Alberta, alors que les combustibles de remplacement comme le charbon et le bitume présentent eux aussi un intérêt accru. La combustion directe de charbon et de bitume peut servir à alimenter des chaudières, mais elle ne convient pas à la cogénération. La récente évolution des technologies de séparation in situ, comme la production à l'aide de solvants et la SGSIV à basse pression, au même titre que de nouvelles méthodes de récupération comme VAPEX et l'IAVH, pourrait également réduire les besoins en vapeur. Toute technologie qui réduit ces besoins fera

FIGURE 7.2

Cogénération associée à l'exploitation des sables bitumineux



Source : Groupe de travail sur les questions régionales de l'Athabasca, *2006 Oil Sands Co-generation Report*

diminuer le potentiel de cogénération puisque celle-ci n'est rentable que lorsque de la vapeur doit être produite.

Toutefois, la cogénération pourrait susciter un intérêt renouvelé si :

- le marché potentiel des attributs énergétiques[xxix] devenait plus favorable – surtout si le marché était prêt à payer une prime pour de l'énergie propre;
- un combustible pouvant remplacer le gaz naturel, comme le gaz de synthèse[xxx] (produit par gazéification de charbon, de bitume ou de coke de pétrole), pouvait être utilisé, puisque cela éliminerait les incertitudes associées aux prix élevés du gaz naturel;
- l'électricité albertaine pouvait avoir accès à des marchés plus importants où les prix sont plus élevés, comme celui de la Californie.

En jetant un coup d'œil vers un horizon encore plus lointain, de l'énergie nucléaire pourrait être utilisée dans la région des sables bitumineux. Des prix toujours plus élevés du gaz naturel favoriseraient ce scénario, mais certaines questions devront au préalable être réglées. Au nombre de celles-ci, il faut noter la grande envergure d'un réacteur nucléaire type comparativement à la taille des usines qu'on retrouve habituellement dans la région, l'inexpérience des producteurs avec cette technologie et les préoccupations du grand public en matière de sécurité ainsi que d'élimination des déchets nucléaires.

Les recherches se poursuivent et même s'il est peu probable que des applications commerciales voient le jour pendant la période visée par le présent rapport, il se peut que de plus petits réacteurs nucléaires modulaires nécessitant peu d'entretien permettent d'apaiser certaines des craintes précitées.

7.4 Transport

La politique de développement du réseau de transport d'énergie de l'Alberta, rendue publique en décembre 2003, a généralement été perçue comme satisfaisante en cela qu'elle traite de nombre des préoccupations propres à la mise sur pied d'un nouveau réseau en temps utile.

L'ajout d'une troisième ligne de transport d'électricité à 240 kV dans la région de Fort McMurray a porté la capacité de transport à 610 MW et a permis l'élimination des plans de gestion corrective (PGS) requis précédemment, compte tenu de la possibilité qu'une des lignes pouvait faillir. Les producteurs de la région des sables bitumineux ont bien accueilli cet ajout puisqu'il réduit le risque d'interruption de service, qui pourrait entraîner une perte de production. En outre, les excédents de cogénération peuvent ainsi être acheminés sur le marché albertain. Si l'excédent de cogénération devait être encore plus grand à l'avenir, une nouvelle expansion du réseau de transport sera requise pour permettre à cette électricité d'être mise en marché.

Les travaux d'aménagement du projet Northern Lights se poursuivent dans le but de relier la cogénération de Fort McMurray aux marchés de la Californie. Le consensus demeure qu'en dépit du grand potentiel du projet, un certain nombre de questions restent à résoudre, notamment :

- Quelle est l'envergure du marché potentiel? Est-ce que les centrales nucléaires et au charbon de la Californie et du Nord-Ouest Pacifique seront mises au rancart ou remises à neuf? Y aura-t-il concurrence de la part des centrales alimentées au charbon des États à l'est des Rocheuses?
- Qui prendra le risque d'être la première société à s'engager dans ce projet? S'agira-t-il de l'entreprise qui assure le transport ou d'un producteur?

7.5 Perspectives – Problèmes et incertitudes

Nombreux sont les facteurs qui influeront sur l'avenir de la cogénération en rapport avec l'exploitation des sables bitumineux et en voici certains parmi les plus importants :

- **Coûts du gaz naturel** – La croissance des prix du gaz naturel a rehaussé l'intérêt à l'endroit des centrales alimentées au charbon dans le sud de l'Alberta, lesquelles peuvent faire une âpre concurrence aux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel.
- **Technologie** – Les prix du gaz naturel ont favorisé l'élaboration de nouvelles technologies de production des sables bitumineux. Des combustibles de remplacement comme le gaz de synthèse, qui peuvent servir à produire de l'électricité et de la vapeur, seront à l'avantage de la cogénération. Toutefois, des combustibles pouvant être utilisés dans une chaudière mais non dans une turbine de combustion, comme c'est le cas du bitume et du charbon, au même titre que les technologies qui réduisent la demande de vapeur, comme l'IVAH ou le recours à des solvants, joueront contre cette même cogénération.
- **Accessibilité aux marchés** – Le marché de l'électricité de l'Alberta profite d'une production à un coût relativement faible et est de peu d'envergure comparativement au potentiel de cogénération de la région de Fort McMurray. L'accès éventuel à des marchés plus imposants en Californie, où les prix sont plus élevés, pèserait lourd dans la balance au moment de la construction d'installations de cogénération.
- **Attributs énergétiques** – Si les consommateurs étaient disposés à verser une prime pour de l'énergie propre, la cogénération s'en trouverait avantagée. Les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel ont recours de façon très efficace à un combustible propre. Les coûts environnementaux associés à la production de gaz de synthèse sont plus élevés, mais pas autant que pour ceux des centrales alimentées au charbon et (en raison de degrés d'efficacité plus élevés) la cogénération aux gaz de synthèse est presque aussi propre que la production à cycle combiné avec du gaz naturel.

POSSIBILITÉS POUR LES CHARGES D'ALIMENTATION PÉTROCHIMIQUES

8.1 Introduction

L'industrie pétrochimique albertaine repose sur l'éthane (dérivé du gaz naturel), qui sert de charge d'alimentation pour la production d'éthylène. En réaction à la stabilisation de la production de gaz naturel dans le BSOC et à l'accroissement de la demande, les prix du gaz naturel ainsi que, par ricochet, ceux de l'éthane, ont considérablement augmenté depuis la fin des années 1990. Puisque les coûts de la charge d'alimentation représentent plus des deux tiers du coût total de production d'éthylène, ils influent grandement sur la rentabilité des activités. En jetant un coup d'œil vers l'avenir, comme on s'attend que les prix du gaz naturel demeurent élevés et instables (plus de 7,00 $US par MBTU), les coûts de charge d'alimentation à base de gaz naturel devraient le rester aussi.

L'industrie pétrochimique albertaine a laissé entendre que l'offre actuelle de charge d'alimentation sous forme d'éthane était inférieure de quelque 4 800 m^3/j (30 kb/j) à la capacité des usines de craquage. En raison des perspectives pour l'offre de gaz naturel classique, cette pénurie d'éthane pourrait devenir encore plus criante si la production de gaz naturel classique dans le BSOC déclinait ou si la demande gazière intérieure dans la province augmentait. En outre, on prévoit que la demande de produits dérivés de l'éthylène en Amérique du Nord prendra une telle ampleur qu'il est probable qu'il faille augmenter la capacité de production d'ici cinq ou dix ans. Pour que le secteur de l'éthylène en Alberta puisse prendre de l'expansion, il faudra une offre de charge d'alimentation supplémentaire, fiable et concurrentielle en termes de coût. Les défis relativement à la charge d'alimentation ont exposé la nécessité de prendre en compte l'offre future d'éthane et l'élasticité de la matière de base.

Depuis quelques années, l'évolution du marché semble indiquer que les réserves de sables bitumineux de l'Alberta pourraient constituer une source substantielle, fiable et à prix stable de charges d'alimentation pour l'industrie pétrochimique. Pour l'instant, on ne récupère pas la majorité de cette charge d'alimentation éventuelle, qu'on utilise simplement comme combustible dans le cadre des activités de valorisation et de raffinage.

8.2 Liquides de gaz synthétique (LGS) extraits du dégagement gazeux à la valorisation

Au moment de la valorisation du bitume pour en faire du PBS, les processus de valorisation sont à l'origine d'un sous-produit qui prend la forme d'un dégagement gazeux. Il s'agit d'un mélange d'hydrogène et de gaz d'hydrocarbures légers, notamment l'éthane, le propane et les butanes (paraffiniques), ainsi que l'éthylène, le propylène et les butylènes (oléfiniques) si on a recours au processus de cokéfaction. Les composantes d'hydrocarbures légers paraffiniques du dégagement gazeux, en particulier l'éthane, pourraient constituer une source potentielle de charge d'alimentation

pour les usines d'éthylène albertaines. La partie oléfinique pourrait alimenter les usines de dérivés pétrochimiques. Le mélange d'hydrocarbures paraffiniques et oléfiniques est connu sous le nom de « liquides de gaz synthétique » ou « LGS ». Actuellement, ces liquides demeurent en majeure partie dans le dégagement gazeux et sont consommés comme combustible.

La valorisation du bitume représente aussi une charge d'alimentation pétrochimique possible sous forme de produits intermédiaires plus lourds récupérés dans le cadre des activités de l'usine ou de raffinage. Les produits intermédiaires comprennent le naphte, les hydrocarbures aromatiques et le gasoil sous vide (GOSV). L'accès à une charge d'alimentation prenant la forme d'hydrocarbures intermédiaires tirés des sables bitumineux nécessiterait vraisemblablement une association du type complexe pétrochimique/raffinerie/usine de valorisation intégrée. La naissance d'une telle association semble appartenir à un moment qui se trouve au delà de la période visée par le présent rapport. Par conséquent, on ne traitera pas ici des charges d'alimentation intermédiaires.

8.2.1 *Éthane et éthylène ($C_2/C_{2=}$)*

En se fondant sur la production des usines de valorisation actuelles et des agrandissements proposés, on estime que d'ici 2012, un volume pouvant atteindre au moins 16 000 m^3/j (100 kb/j) d'un mélange de LGS pourrait être entraîné dans le dégagement gazeux de ces usines. Une tranche d'environ 50 % de ce flux serait constituée d'éthane. Les agrandissements en cours et proposés des usines de valorisation (aux fins de l'établissement de l'offre précitée) comprendraient ceux de Syncrude Canada ltd, de Shell Canada Limitée et de Suncor Energy Inc. (Suncor), plus deux autres usines de valorisation devant entrer en exploitation d'ici 2012. La greffe des flux de LGS associés aux processus de raffinage pourrait accroître encore plus ce potentiel.

L'Alberta abrite actuellement des installations d'extraction de C_{3+} du dégagement gazeux d'une usine de valorisation près de Fort McMurray, ainsi qu'un séparateur propane/propylène à Redwater. Une partie du mélange oléfinique C_{3+} présentement disponible dans la province est extraite du dégagement gazeux de l'usine de valorisation de Suncor. Ce même flux gazeux pourrait également produire environ 1 900 m^3/j (12 kb/j) d'un mélange $C_2/C_{2=}$, ce qui n'est toutefois pas rentable pour le moment. Le mélange en question demeure donc dans le dégagement gazeux et sert de combustible.

La récupération de LGS à grande échelle nécessiterait de nouvelles infrastructures, en particulier l'accès aux dégagements gazeux dans la région de Fort McMurray et un moyen de livraison jusqu'à la région de Heartland, en Alberta, près d'Edmonton. Par exemple, il faudrait ajouter à la capacité d'extraction et de fractionnement de $C_2/C_{2=}$ en plus de construire des productoducs distincts. D'autre part, compte tenu des perspectives de production de PBS d'ici 2012, on s'attend à une augmentation de la capacité de valorisation au point où les usines pourraient produire jusqu'à 600 Mpi^3/j de dégagements gazeux. Par conséquent, d'ici la période de 2010 à 2012, les volumes de ces dégagements pourraient atteindre un niveau menant les usines de valorisation à tenir compte des synergies à valeur ajoutée qui découleraient de la récupération des LGS disponibles. Les unités de cokéfaction atteindront ce point plus rapidement que les usines de valorisation ayant recours à l'ajout d'hydrogène puisqu'elles produisent de plus gros volumes de LGS.

Comparativement aux pétrolières intégrées, les usines de valorisation marchandes peuvent être plus enclines à tirer avantage des occasions de récupération de LGS qui se présentent. Par exemple, BA Energy Inc. (BA) a mis en chantier une usine de valorisation marchande à Fort Saskatchewan, en Alberta. La première étape du projet vise une capacité de valorisation de bitume fluidifié de 12 200 m^3/j (77 kb/j). À la conclusion de la troisième étape, cette capacité triplerait jusqu'aux alentours de 39 700 m^3/j (250 kb/j). De plus, BA évalue la possibilité d'un service à long terme contre

rémunération pour l'extraction et le fractionnement de dégagements gazeux (afin de produire des coupes $C_2/C_{2=}$ et C_{3+}) à partir des installations d'un tiers dont la construction est envisagée. Les deux partenaires possibles se trouveraient dans la région de Heartland et auraient accès à diverses infrastructures dans les environs.

8.2.2 *Propane/propylène ($C_3/C_{3=}$)*

On a recensé en Alberta une quantité de propylène d'environ 682 000 tonnes (1,5 milliard de livres) par année disponible à partir des dégagements gazeux des usines de valorisation/raffineries et des processus de craquage d'éthylène, soit une charge suffisante pour alimenter une usine de polypropylène de calibre international. Le propylène représente l'élément moteur des installations de fractionnement de $C_3/C_{3=}$ de Redwater, car il s'agit d'un composant à haute valeur. Ces installations sont entrées en exploitation en 2002, dans l'espoir d'avoir accès au propylène de plusieurs sources en Alberta. Le séparateur de Redwater n'est pas utilisé à pleine capacité présentement et il pourrait accueillir de plus grandes quantités de charges d'alimentation oléfiniques. Pour le moment, le mélange oléfinique C_{3+} de l'usine de valorisation de Suncor est la seule charge d'alimentation du séparateur de $C_3/C_{3=}$.

Depuis quelques années, la donne a changé à bien des égards, notamment en raison d'une plus forte croissance économique se traduisant par une hausse des prix du propylène et de ses dérivés. Alors que la demande nord-américaine augmente à un rythme de 3 % à 4 % par année et qu'une pénurie est prévue, il y a matière à tirer avantage du propylène albertain. Toute la question reste à savoir comment. Dans cette optique, le gouvernement de l'Alberta, de concert avec d'autres intervenants de l'industrie, examine actuellement la compétitivité des coûts d'une éventuelle usine de dérivés de propylène en Alberta.

8.3 Perspectives – Problèmes et incertitudes

Bien que cette voie ne soit pas encore réalisable, il est possible que d'ici la période de 2010 à 2012, la récupération de l'éthane (jusqu'à des volumes d'environ 9 500 m^3/j ou 60 kb/j, selon la configuration de l'usine de valorisation) ou d'autres LGS tirés de dégagements gazeux, devienne viable. Il demeure plusieurs incertitudes qui pourraient avoir des répercussions sur le développement de cette offre et en voici quelques-unes :

- La construction d'infrastructures propres aux LGS entrera en concurrence directe avec les exigences d'infrastructures pour l'exploitation des sables bitumineux.
- Un programme d'encouragement aux immobilisations ou de crédit contre paiement de redevances dans le contexte d'une production accrue d'éthane est envisagé par le gouvernement albertain et s'il devait se matérialiser, il pourrait ne s'appliquer qu'à l'accroissement des sources de liquides de gaz naturel classique. C'est donc dire que les LGS disponibles à partir des dégagements gazeux des usines de valorisation ou des raffineries en seraient exclus. Cela porte à croire que la prochaine tranche de l'offre d'éthane devrait provenir d'une coupe plus grande à même le gaz naturel classique. Cependant, s'il profitait d'un crédit semblable sur les redevances, l'éthane tiré des dégagements gazeux d'usines de valorisation du bitume pourrait être concurrentiel, sur le plan des coûts, avec celui découlant d'un accroissement à partir de sources conventionnelles.
- Pour que le secteur de l'éthylène en Alberta puisse prendre de l'expansion, il faudra une offre de charge d'alimentation supplémentaire substantielle, fiable à long terme et concurrentielle en termes de coût.

- L'exigence qui consiste à remplacer le gaz naturel (c.-à-d. à remplacer les liquides qui en sont extraits) et qui s'applique actuellement dans le secteur intermédiaire a constitué un facteur de dissuasion pour la production d'éthane à partir de dégagements gazeux. Cette exigence a comme effet de lier les coûts de récupération des LGS aux prix du gaz naturel lui-même. Par conséquent, une exigence de remplacement de moins de 100 % du gaz naturel, des dispositions tenant compte d'un certain pourcentage du produit réalisé ou encore le fait de lier le remplacement du coût associé au contenu calorifique à un produit bitumineux de moindre valeur pourraient constituer des solutions de rechange appropriées.
- Le regroupement de tout le propylène reconnu comme disponible en Alberta serait capitalistique puisque cela exigerait la construction de nouvelles infrastructures et pourrait nécessiter un encouragement financier.

En conclusion, il faut se pencher sur certaines questions. Si la production de PBS atteignait le niveau projeté dans le présent rapport, est-ce que les volumes associés de dégagement gazeux seraient tels que la récupération des LGS deviendrait rentable? D'autre part, le dégagement gazeux peut-il être utilisé autrement que comme combustible de traitement?

GLOSSAIRE

Aquifère	Formation ou groupe de formations géologiques souterraines qui contiennent de l'eau.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Bitume fluidifié	Bitume mélangé avec des fractions pétrolières légères en vue d'abaisser sa viscosité et sa densité pour respecter les exigences techniques du transport par pipeline.
Bitume ou bitume naturel	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable à une échelle commerciale à partir d'un puits parce que trop visqueux pour s'écouler.
C_2	Éthane.
$C_{2=}$	Éthylène.
$C_2/C_{2=}$	Veine d'éthane/éthylène.
C_{2+}	Éthane plus - Se rapporte à un mélange de liquides de gaz naturel composé d'éthane et d'hydrocarbures plus lourds.
C_3	Propane.
C_{3+}	Propane plus - Se rapporte à un mélange de liquides de gaz naturel composé de propane et d'hydrocarbures plus lourds.
$C_3/C_{3=}$	Veine de propane/propylène.
CO_2	Dioxyde de carbone.
Cogénération	Installation qui produit chaleur industrielle et électricité; également connue sous le nom d'installation de cogénération de chaleur et d'électricité (CCÉ).
Coke	Résidu solide noirâtre constitué de carbone résultant de l'extraction des hydrocarbures utiles du bitume.

Cokeur	Four dans lequel est effectué le craquage thermique du bitume en fractions plus légères avant retrait et transformation en brut valorisé. Les fractions légères, en particulier le naphte et le gasoil, constituent les principaux composants du mélange final.
Condensat	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement de gaz naturel avant le traitement du gaz.
Coût de l'offre	Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts d'immobilisations liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les frais d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Craquage	Procédé qui consiste à scinder les grosses molécules complexes d'hydrocarbures en molécules plus petites et plus légères.
Dégagement gazeux	Mélange d'hydrogène et de gaz d'hydrocarbures légers (notamment l'éthane, le propane et les butanes paraffiniques ainsi que l'éthylène, le propylène et les butylènes oléfiniques) produit au moment de la valorisation du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique.
DilBit	Bitume dont la viscosité a été réduite grâce à l'ajout d'un diluant (ou d'un solvant), par exemple, condensat ou naphte.
DilSynBit	Mélange de bitume, de condensat et de pétrole brut synthétique dont les propriétés sont semblables à celles du brut corrosif moyen.
Diluant	Hydrocarbures légers, habituellement des pentanes plus, mélangés au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Distillat	Fraction de pétrole brut; ce terme se rapporte habituellement aux naphtes, diesel, kérosène et mazouts.
Eau de surface	Lacs et rivières.
Eau saumâtre	Eau dont la concentration totale de solides dissous est supérieure à 4 000 milligrammes par litre. Cette eau ne peut être ni consommée, ni utilisée à des fins agricoles. Expression fréquemment employée au pluriel.
Eau souterraine	Eau contenue dans les fissures et les pores du sol. Souvent logée entre le sol saturé et l'interface rocheux, elle alimente les sources et les puits.

Écosystème	Communauté biologique formée par des organismes en interaction et leur environnement physico-chimique.
Éthane	Structure de chaînes non ramifiées d'hydrocarbures la plus simple qui soit et regroupant deux atomes de carbone.
Exploitation minière intégrée	Exploitation alliant extraction et valorisation alors que les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert. Le bitume est séparé du sable et raffiné.
Gisement	Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut ou de gaz naturel brut délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
Hydrocarbures	Composés organiques chimiques constitués d'atomes d'hydrogène et de carbone qui sont à la base de tous les produits pétroliers. Les hydrocarbures peuvent se présenter sous forme liquide, solide ou gazeuse.
Hydrocarbures aromatiques	Syntagme désignant des composés qui renferment au moins un cycle à six atomes de carbone, avec liaisons doubles carbone-hydrogène en alternance (en écho). Le benzène, le toluène et le xylène sont des exemples d'hydrocarbures aromatiques courants.
Hydrocraquage	Scission de chaînes d'hydrocarbures en molécules plus petites, en présence d'hydrogène et d'un catalyseur comme le platine. Le produit final est une essence de grande qualité et d'autres hydrocarbures légers.
Hydrotraitement	Procédé utilisé pour saturer les oléfines et améliorer la qualité des hydrocarbures. Il permet d'éliminer les impuretés comme l'azote, le soufre et divers métaux, en présence d'un catalyseur et d'hydrogène.
Liquides de gaz naturel	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
Liquides de gaz synthétique	Regroupent les liquides (en particulier l'éthane, l'éthylène et le propylène) produits au moment de la valorisation du bitume en pétrole brut synthétique.
Mélange Lloydminster	Le MLL est un pétrole brut lourd produit au Canada qui sert de point de référence aux prix du pétrole brut au pays.
Oléfines	Terme qui se rapporte à toute chaîne ouverte d'hydrocarbures comme l'éthylène, le propylène et les butylènes respectant la formule générale C_nH_{2n} avec liaisons doubles carbone-carbone.
PADD	Acronyme pour Petroleum Administration for Defense District qui définit les régions commerciales pour le pétrole brut aux É.-U.

Paraffine	Chaîne non ramifiée d'hydrocarbures sans liaisons doubles portant également le nom d'alcane.
Pentanes plus	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	Terme désignant généralement le pétrole brut de masse volumique inférieure à 900 kg/m^3. Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole valorisé et les pentanes plus.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement un pétrole brut de masse volumique supérieure à 900 kg/m^3.
Pétrole brut non classique	Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex., le bitume).
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume naturel ou du mazout lourd.
Pétrole brut valorisé	Terme désignant généralement le bitume naturel et le pétrole brut lourd après valorisation. Synonyme de pétrole brut synthétique.
Plan de gestion corrective	Ensemble de mesures qui visent à prévenir les pannes d'électricité en cascade par la mise hors service d'installations de production lorsque survient une défaillance du réseau de transport.
Prix réel	Prix d'un produit rectifié pour tenir compte de l'inflation. Dans le présent rapport, la plupart des prix réels sont exprimés en dollars de 2005.
Puits horizontal	Segment de puits dévié par rapport à la verticale pour longer horizontalement la zone productive. Il s'agit de la partie du puits de forage qui s'écarte de 80 degrés ou plus de la verticale.
Récupération in situ	Processus de récupération du bitume naturel des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.
Récupération primaire	Extraction du pétrole brut au moyen de la seule énergie naturelle du gisement et de techniques de pompage.
Remise en état	Travaux par lesquels on s'efforce de remettre le terrain dans un état stable, biologiquement productif, après les travaux.

Rendement thermique	Quantité d'énergie requise pour la production d'électricité, habituellement exprimée en gigajoules par gigawattheure (GJ/GWh).
Répartition	Méthode d'attribution de la différence entre le volume total appelé et la capacité d'un pipeline, lorsque cette dernière est inférieure au volume total appelé.
Réserves établies	Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.
Réserves établies initiales	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves prouvées	Réserves récupérables au moyen de techniques courantes, en fonction des conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.
Réserves restantes	Différence entre les réserves initiales et la production cumulative, à un moment donné.
Ressources récupérables	La portion du potentiel ultime de ressources récupérables selon les conditions économiques et techniques prévues.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.
Séparation	Procédé propre à l'industrie des sables bitumineux, qui consiste à séparer le bitume de ces sables.
SGSIV	Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur qui est une technique de stimulation par la vapeur de puits horizontaux en vertu de laquelle le bitume s'écoule par gravité dans le puits de production. Contrairement à la stimulation cyclique par la vapeur d'eau, l'injection de vapeur se fait en continu et en même temps que la production.
Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (SCV)	Méthode de récupération du bitume d'un gisement chauffé par injection de vapeur d'eau, ce qui diminue la viscosité du pétrole et augmente la pression de production. Le pétrole est produit par cycles, chacun débutant par une période d'injection de vapeur d'eau dans un puits qui, par la suite, devient producteur.
SynBit	Mélange de bitume et de pétrole brut synthétique dont les propriétés sont semblables à celles du brut corrosif moyen.
Usine de chevauchement	Usine de retraitement attenante à un gazoduc. Elle permet d'extraire des liquides de gaz naturel au passage du gaz déjà traité avant la consommation de celui-ci dans la province ou son exportation.

Usine de coupes lourdes	Désigne une usine qui extrait l'éthane et les hydrocarbures plus lourds des flux de gaz naturel.
Usine de valorisation marchande	Installations de traitement qui ne sont pas associées à un projet de séparation précis mais qui sont conçues pour accueillir du bitume à l'état brut fourni à contrat par des producteurs.
Valorisation	Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité, par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).
VAPEX^{MC}	Acronyme du terme Vapourized Extraction, c'est-à-dire un procédé de séparation semblable à la SGSIG qui consiste à vaporiser un solvant d'hydrocarbures plutôt que de la vapeur d'eau pour réduire la viscosité du pétrole brut dans le gisement.
West Texas Intermediate	Le WTI est un pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et qui sert de point de référence aux prix du pétrole brut en Amérique du Nord.

HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES ET COMMERCIALES SUR LESQUELLES SE FONDENT LES MODÈLES DE COÛT DE L'OFFRE

TABLEAU A1.1

Hypothèses économiques

Taux de rendement	Taux réel de 10 %, taux nominal de 12 %
Redevances	Régime des sables bitumineux de l'Alberta
Impôts fédéraux	Conditions en vigueur pour les sables bitumineux
Impôts provinciaux	Taux en vigueur en Alberta
Taux constant d'inflation (en pourcentage)	2,0
Taux de change $US/$CAN	0,85

TABLEAU A1.2

Hypothèses commerciales relatives aux prix

Gaz naturel - NYMEX (en $US par MBTU)	7,50
Gaz naturel - AECO (en $CAN par GJ)	8,25
Gaz naturel - NYMEX – AECO (en $US par MBTU)	0,50
WTI à Cushing, en Oklahoma (en $US par baril)	50,00
Prime pour le condensat par rapport au mélange MSW à Edmonton (en pourcentage)	10,00
Mélange MSW à Edmonton – Syncrude à Edmonton (en $US par baril)	0,00
Mélange MSW à Edmonton – Mélange Lloydminster à Hardisty (en $US par baril)	15,00
Écart transport du brut lourd jusqu'à Chicago : Hardisty par rapport à Cushing (en $US par baril)	1,25
Écart transport du brut léger jusqu'à Chicago : Edmonton par rapport à Cushing (en $US par baril)	1,00

HYPOTHÈSES SUR LESQUELLES SE FONDE LE MODÈLE DE SGSIV DE L'ATHABASCA

TABLEAU A2.1

Hypothèses pour le projet – SGSIV de grande qualité

(coûts par baril de bitume produit)	
Rapport vapeur-pétrole (à sec)	2,5
Consommation de gaz naturel (en kpi^3/b)	1,05
Décaissements d'exploitation autres que pour le gaz[a] (en $CAN par baril)	3,50
Réduction des frais d'exploitation (en pourcentage par année)	0
Diluants requis – en pourcentage du volume de mélange	33,3
Début du projet	2006
Date de fin prévue	2047
Coût d'observation du Protocole de Kyoto (en $CAN par baril)	0,00
Dépenses en immobilisations avant l'entrée en production (en millions de $CAN de 2005)	450
Dépenses en immobilisations pendant la durée de vie du projet (en milliards de $CAN de 2005)	2,7
Transport du condensat jusqu'à l'usine (en $CAN par baril)	0,80
Écart transport du bitume fluidifié : usine par rapport à Hardisty (en $CAN par baril)	1,15

a Au nombre des décaissements supplémentaires autres que pour le gaz il faut noter l'achat d'énergie, les frais d'administration, les dépenses environnementales et les autres coûts directs associés aux activités menées.

TABLEAU A2.2

Calendrier – SGSIV de grande qualité

	Entrée en production	**Production cumulative (m^3/j)**	**Production cumulative (b/j)**
Phase 1	2009	4 800	30 000
Phase 2	2012	9 600	60 000
Phase 3	2015	14 400	90 000
Phase 4	2018	19 200	120 000

TABLEAU A2.3

Hypothèses pour les gisements – SGSIV de grande qualité

Région de sables bitumineux	Athabasca
Gisement de sables bitumineux	McMurray
° API	8
Épaisseur productive continue (en m)	35
Porosité (en pourcentage)	35
Perméabilité verticale réelle (en darcy)	5

HYPOTHÈSES SUR LESQUELLES SE FONDE LE MODÈLE D'EXTRACTION À CIEL OUVERT/SÉPARATION ET DE VALORISATION DE L'ATHABASCA

TABLEAU A3.1

Hypothèses pour le projet

	Extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation
Consommation de gaz naturel de l'extérieur (en kpi³ par baril)	0,75
Décaissements d'exploitation autres que pour le gaz[a] (en $CAN par baril)	12,00
Réduction des frais d'exploitation (en pourcentage par année)	0,00
Coût d'observation du Protocole de Kyoto (en $CAN par baril)	0,00
Coûts d'immobilisations liés à l'entretien (en $CAN par baril)	1,25
Dépenses en immobilisations à l'exclusion de celles liées à l'entretien (en milliards de $CAN)	10,0
Début du projet	2006
Date de fin prévue	2050
Écart transport : usine par rapport à Edmonton (en $CAN par baril)	0,70

a Au nombre des décaissements d'exploitation supplémentaires autres que pour le gaz, il faut noter l'achat d'énergie, les frais d'administration, les dépenses environnementales et les autres coûts directs associés aux activités menées.

TABLEAU A3.2

Calendrier

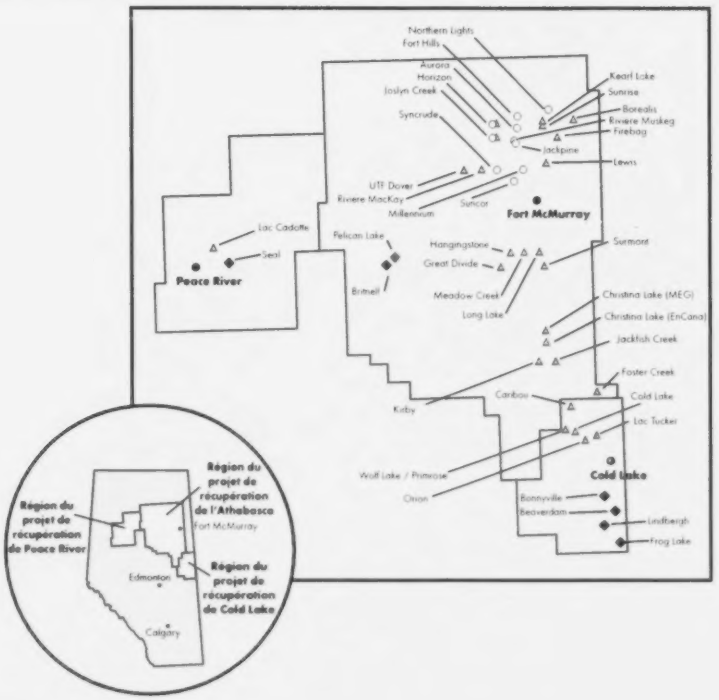
	Entrée en production	Production cumulative (m^3/j)	Production cumulative (b/j)
Phase 1	2010	15 873	100 000
Phase 2	2012	31 746	200 000

TABLEAU A3.3

Hypothèses pour les gisements

Région de sables bitumineux	Athabasca
Gisement de sables bitumineux	McMurray
°API	8
Indice de bitume - en pourcentage du poids	11

PROJETS D'EXPLOITATION DE SABLES BITUMINEUX



LÉGENDE

Projets de récupération in situ △	***Exploitant***
Orion	BlackRock Ventures
Kirby	Canadian Natural Resources
Wolf Lake/Primrose	Canadian Natural Resources
Surmont	ConocoPhillips/Total
Great Divide	Connacher Oil and Gas
UTF (Dover)	Devon Energy
Jackfish Creek	Devon Energy
Borealis	EnCana
Christina Lake	EnCana
Foster Creek	EnCana
Caribou	Husky Energy
Sunrise	Husky Energy
Lac Tucker	Husky Energy
Cold Lake	Société pétrolière impériale
Hangingstone	Japan Canada Oil Sands (JACOS)
Christina Lake	MEG
Long Lake	OPTI/Nexen
Lewis	Petro-Canada
Rivière MacKay	Petro-Canada
Meadow Creek	Petro-Canada/Nexen
Lac Cadotte	Shell Canada
Firebag	Suncor Energy
Joslyn Creek	Total E&P Canada

Projets d'exploitation à ciel ouvert ○	***Exploitant***
Rivière Muskeg	Albian Sands (Shell/Chevron/Western Oil Sands)
Gisement Jackpine	Albian Sands (Shell/Chevron/Western Oil Sands)
Horizon*	Canadian Natural Resources
Kearl Lake	Société pétrolière impériale
Gisement principal	Suncor Energy
Millennium	Suncor Energy
Gisement principal	Syncrude Joint Venture
Aurora	Syncrude Joint Venture
Northern Lights	Synenco
Fort Hills	Petro-Canada/UTS Energy/Teck Cominco
Joslyn Creek	Total E&P Canada

Principaux secteurs de production primaire ◆

SEAL
Pelican Lake
Lindbergh
Frog Lake
Brintnell
Bonnyville
Beaverdam

* Comprend récupération in situ et extraction à ciel ouvert

Projets d'extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
Projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca				
Gisement de la rivière Muskeg				
Installations en place	En exploitation	2002	155 000	24 600
Agrandissement et désengorgement	Demande	2010	115 000	18 300
Gisement Jackpine				
Phase 1A	Approuvé	2010	100 000	15 900
Phase 1B	Approuvé	2012	100 000	15 900
Phase 2	Exposé	2014	100 000	15 900
Usine de valorisation de Scotford				
Phase 1	En exploitation	2003	155 000	24 600
Désengorgement	Demande	2007	45 000	7 100
Agrandissement	Demande	2009	90 000	14 300
CNRL				
Gisement et usine de valorisation Horizon				
Phase 1	En construction	2008	135 000	21 400
Phase 2	Approuvé	2011	45 000	7 100
Phase 3	Approuvé	2011	90 000	14 300
Phase 4	Annoncé	2015	145 000	23 000
Phase 5	Annoncé	2017	162 000	25 700
Usine de valorisation Primrose				
Phase 1	Annoncé	2012	145 000	23 000
Phase 2	Annoncé	2015	58 000	9 200
Première nation Fort Mackay				
Gisement Fort Mackay				
Phase 1	Annoncé	À dét.	À dét.	À dét.
Husky				
Usine de valorisation Lloydminster				
Installations en place	En exploitation	1992	71 000	11 300
Désengorgement	En construction	2006	12 000	1 900
Agrandissement	Annoncé	À dét.	67 000	10 600
Impériale/ExxonMobil				
Gisement Kearl				
Phase 1	Demande	2010	100 000	15 900
Phase 2	Demande	2012	100 000	15 900
Phase 3	Demande	2018	100 000	15 900

Projets d'extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation (suite)

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
OPTI/Nexen				
Usine de valorisation de Long Lake				
Phase 1	En construction	2007	72 000	11 400
Phase 2 (Sud)	Approuvé	2011	72 000	11 400
Phase 3	Annoncé	2013	72 000	11 400
Phase 4	Annoncé	2015	72 000	11 400
Petro-Canada/UTS/Teck Cominco				
Gisement Fort Hills				
Phase 1/2	Approuvé	2011	100 000	15 900
Phase 3/4	Approuvé	2014	90 000	14 300
Usine de valorisation Fort Hills				
Phase 1/2	Annoncé	2011	100 000	15 900
Phase 3/4	Annoncé	2014	90 000	14 300
Suncor				
Gisements Steepbank et Millenium				
Agrandissement, Steepbank et Steepbank Nord	En exploitation	1967	276 000	43 800
Désengorgement Steepbank	En construction	2006	25 000	4 000
Désengorgement Millennium	En construction	2008	23 000	3 700
Usine de valorisation de Tar Island				
Base U1 et U2	En exploitation	1967	281 000	44 600
Unité sous vide Millennium	En exploitation	2005	43 000	6 800
Cokeur Millennium	En construction	2008	116 000	18 400
Usine de valorisation Voyageur				
Phase 1	Demande	2010	156 000	24 800
Phase 2	Demande	2012	78 000	12 400
Syncrude				
Gisements et usines de valorisation de Mildred Lake et d'Aurora				
Installations en place	En exploitation	1978	290 700	46 100
Phase 3 Agrandissement	En construction	2006	116 300	18 500
Phase 3 Désengorgement	Annoncé	2011	46 500	7 400
Phase 4 Agrandissement	Annoncé	2015	139 500	22 100
Synenco				
Gisement Northern Lights				
Phase 1	Exposé	2009	50 000	7 900
Phase 2	Exposé	2011	50 000	7 900
Usine de valorisation Northern Lights				
Phase 1	Exposé	2010	50 000	7 900
Phase 2	Exposé	2012	50 000	7 900

Projets d'extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation (suite)

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
Total E&P (anciennement Deer Creek)				
Gisement Joslyn				
Phase 1 (Nord)	Demande	2010	50 000	7 900
Phase 2 (Nord)	Demande	2013	50 000	7 900
Phase 3 (Sud)	Annoncé	2016	50 000	7 900
Phase 4 (Sud)	Annoncé	2019	50 000	7 900
Usine de valorisation Joslyn/Surmont				
Phase 1	Annoncé	2010	50 000	7 900
Phase 2	Annoncé	2013	50 000	7 900
Value Creation				
Usine de valorisation Joslyn nord				
Phase 1	Annoncé		40 000	6 300

Usines de valorisation marchandes

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
BA Energy				
Usine Heartland				
Phase 1	En construction	2008	54 400	8 600
Phase 2	Approuvé	2010	54 400	8 600
Phase 3	Approuvé	2012	54 400	8 600
BA Energy North West Upgrading				
Usine North West				
Phase 1	Demande	2010	50 000	7 900
Phase 2	Demande	2013	54 400	7 900
Phase 3	Demande	2016	54 400	7 900
Peace River Oil Upgrading				
Usine Bluesky				
Phase 1	Annoncé	2010	25 000	4 000
Phase 2	Annoncé	À dét.	25 000	4 000
Phase 3	Annoncé	À dét.	25 000	4 000
Phase 4	Annoncé	À dét.	25 000	4 000

PROJETS DE RÉCUPÉRATION IN SITU

Projets de récupération in situ dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
CNRL				
Birch Mountain				
Phase 1	Annoncé	2013	30 000	4 800
Phase 2	Annoncé	2015	30 000	4 800
Gregoire Lake				
Phase 1	Annoncé	2016	30 000	4 800
Phase 2	Annoncé	2018	30 000	4 800
Phase 3	Annoncé	2020	30 000	4 800
Phase 4	Annoncé	2023	30 000	4 800
Kirby				
Phase 1	Approuvé	2011	30 000	4 800
Connacher				
Great Divide				
Phase 1	Demande	2006	10 000	1 600
ConocoPhillips				
Surmont				
Phase 1	En construction	2006	25 000	4 000
Phase 2	Approuvé	2008	25 000	4 000
Phase 3	Approuvé	2011	25 000	4 000
Phase 4	Approuvé	2014	25 000	4 000
Devon				
Jackfish				
Jackfish 1	En construction	2008	35 000	5 600
Jackfish 2	Exposé	2010	35 000	5 600
EnCana				
Borealis				
Phase 1	Annoncé	2010	20 000	3 200
Phase 2	Annoncé	2011	20 000	3 200
Phase 3	Annoncé	2012	20 000	3 200
Phase 4	Annoncé	2013	20 000	3 200
Phase 5	Annoncé	2014	20 000	3 200

Projets de récupération in situ dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca (suite)

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
Christina Lake				
Phase 1A	En exploitation	2002	10 000	1 600
Phase 1B	Approuvé	2008	30 000	4 800
Phase 1C	Approuvé	2009	30 000	4 800
Phase 1D	Annoncé	2010	30 000	4 800
Agrandissement 1	Annoncé	2011	30 000	4 800
Agrandissement 2	Annoncé	2012	30 000	4 800
Agrandissement 3	Annoncé	2013	30 000	4 800
Agrandissement 4	Annoncé	2014	30 000	4 800
Agrandissement 5	Annoncé	2015	30 000	4 800
Foster Creek				
Phase 1A	En exploitation	2001	24 000	3 800
Phase 1B - Désengorgement	En exploitation	2003	6 000	1 000
Phase 1C - Phase 1	En exploitation	2005	10 000	1 600
Phase 1C - Phase 2	En construction	2006	20 000	3 200
Phase 1D	Annoncé	2006	20 000	3 200
Phase 1E	Annoncé	2007	20 000	3 200
Agrandissement 1	Annoncé	2009	25 000	4 000
Agrandissement 2	Annoncé	2011	25 000	4 000
Husky				
Sunrise				
Phase 1	Approuvé	2008	50 000	7 900
Phase 2	Approuvé	2010	50 000	7 900
Phase 3	Approuvé	2012	50 000	7 900
Phase 4	Approuvé	2014	50 000	7 900
JACOS				
Hangingstone				
Projet pilote	En exploitation	2002	10 000	1 600
Phase 1	Exposé	2010	25 000	4 000
Phase 2	Exposé	2012	25 000	4 000
MEG				
Christina Lake				
Projet pilote	En construction	2007	3 000	500
À l'échelle commerciale	Demande	2008	22 000	3 500

Projets de récupération in situ dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca (suite)

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
North American				
Kai Kos Dehseh				
Phase 1	Annoncé	2008	10 000	1 600
Phase 2	Annoncé	2010	30 000	4 800
Phase 3	Annoncé	2011	40 000	6 300
Phase 4	Annoncé	2013	40 000	6 300
Phase 5	Annoncé	2015	40 000	6 300
OPTI/Nexen				
Long Lake				
Projet pilote	En exploitation	2003	2 500	400
Phase 1	En construction	2006	72 000	11 400
Phase 2 (Sud)	Exposé	2010	72 000	11 400
Phase 3	Annoncé	2012	72 000	11 400
Phase 4	Annoncé	2014		
Orion				
Whitesands				
Projet pilote	Démarrage	2006	2 000	300
Petro-Canada				
Chard				
Phase 1	Annoncé	À dét.	40 000	6 300
Dover				
Projet pilote SGSIV	En exploitation	2001	1 400	200
Projet pilote VAPEX	En exploitation	2003	100	16
Lewis				
Phase 1	Exposé	À dét.	40 000	6 300
Phase 2	Exposé	À dét.	40 000	6 300
MacKay River				
Phase 1	En exploitation	2002	33 000	5 200
Phase 2	Demande	2009	40 000	6 300
Meadow Creek				
Phase 1	Approuvé	À dét.	40 000	6 300
Phase 2	Approuvé	À dét.		
Lewis				
Phase 1	Exposé	À dét.	40 000	6 300
Phase 2	Exposé	À dét.	40 000	6 300

Projets de récupération in situ dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca (suite)

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
Suncor				
Firebag				
Phase 1	En exploitation	2004	33 000	5 200
Phase 2	En exploitation	2006	35 000	5 600
Cogénération et agrandissement	En construction	2009	25 000	4 000
Phase 3	Approuvé	2008	35 000	5 600
Phase 4	Approuvé	2009	35 000	5 600
Phase 5	Annoncé	2012	50 000	7 900
Phase 6	Annoncé	2013	50 000	7 900
Phase 7	Annoncé	2014	50 000	7 900
Phase 8	Annoncé	2015	63 000	10 000
Total E&P (Deer Creek)				
Joslyn				
Phase 1	En exploitation	2004	2 000	300
Phase 2	En construction	2006	10 000	1 600
Phase 3a	Exposé	2009	15 000	2 400
Phase 3b	Exposé	2011	15 000	2 400
Value Creation				
Halfway Creek				
Phase 1	Annoncé	2009	10 000	1 600
North Joslyn				
Phase 1	Annoncé	À dét.	40 000	6 300

Projets de récupération in situ dans la région des sables bitumineux de Cold Lake

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
BlackRock				
Orion (Hilda Lake)				
Projet pilote	En exploitation	1997	500	100
Phase 1	Approuvé	2007	10 000	1 600
Phase 2	Approuvé	2009	10 000	1 600
CNRL				
Primrose				
Primrose Sud	En exploitation	1985	50 000	7 900
Primrose Nord	En construction	2006	30 000	4 800
Primrose Est	Demande	2009	30 000	4 800

Projets de récupération in situ dans la région des sables bitumineux de Cold Lake (suite)

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
Husky				
Tucker Lake				
Phase 1	En construction	2006	30 000	4 800
Imperial Oil				
Cold Lake				
Phases 1-10 : Leming Maskwa Mahikan	En exploitation	1985	110 000	17 500
Phases 11-13 : Mahkeses	En exploitation	2003	30 000	4 800
Phases 14-16 : Nabiye Mahikan Nord	En construction	2006	30 000	4 800

Projets de récupération in situ dans la région de Peace River

Société/projet	État du projet	Date de démarrage	Capacité (bitume)	
			(b/j)	(m^3/j)
Shell				
Lac Cadotte				
Projet pilote	En exploitation	1979	1 000	200
Phase 1	En exploitation	1986	11 000	1 700
Carmon Creek				
Phase 1	Exposé	2009	18 000	2 900
Phase 1 Agrandissement	Annoncé	2012	35 000	5 600
Phase 2	Annoncé	2015	35 000	5 600

Sources : Strategy West Inc., Développement économique Alberta, ONÉ

FACTEURS DE CONVERSION ET CONTENU ÉNERGÉTIQUE

Abréviations

Préfixe		Équivalent
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	téra	10^{12}
P	péta	10^{15}
E	exa	10^{18}

Facteurs de conversion du système métrique au système impérial

Unité		Équivalent
m	mètre	3,28 pieds
m^3	mètre cube	6,3 barils (pétrole et GPL)
		35,3 pieds cubes (gaz)
L	litre	0,22 gallon impérial
b	baril (pétrole et GPL)	0,159 m^3

Contenu énergétique

Unité		Contenu énergétique
GJ	gigajoule	0,95 million BTU

Électricité		Contenu énergétique
MW	mégawatt	
GWh	gigawattheure	3 600 GJ
TWh	térawattheure	3,6 PJ

Gaz naturel		Contenu énergétique
MBTU	milion de BTU	1,05 GJ
kpi^3	millier de pieds cubes	1,05 GJ
Gpi^3	milliard de pieds cubes	1,05 PJ

Contenu énergétique

Liquides de gaz naturel		Contenu énergétique
m^3	éthane	18,36 GJ
m^3	propane	25,53 GJ
m^3	butanes	28,62 GJ

Pétrole brut		Contenu énergétique
m^3	léger	38,51 GJ
m^3	lourd	40,90 GJ
m^3	pentanes plus	35,17 GJ

NOTES

i Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB). *Alberta's Reserves 2004 and Supply/Demand Outlook 2005-2014*. Série statistique (ST) 2005-98, Calgary (Alberta), septembre 2005, p. 2.

ii Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB). *Alberta's Reserves 2004 and Supply/Demand Outlook 2005-2014*. Série statistique (ST) 2005-98, Calgary (Alberta), septembre 2005, p. 2.

iii Pembina Institute, *Troubled Waters, Troubling Trends - Technology and Policy Options to Reduce Water Use in Oil and Oil Sands Development in Alberta*, mai 2006, p. 16.

iv Communications entre Environnement Alberta et l'ONÉ, 9 mars 2006. Cela comprend les volumes alloués pour le projet Horizon de CNRL et le projet Jackpine de Shell.

v Golder Associates Ltd. Compilation de renseignements et de données sur l'offre et la demande d'eau dans le cours inférieur de la rivière Athabasca, 2005 (préparé pour le CEMA Surface Water Group).

vi Le débit de la rivière est au plus bas entre novembre et mars. Le débit moyen est d'environ 169 mètres cubes (~~44~~ 600 gallons américains) par seconde.

vii Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), *Alberta's Reserves 2004 and Supply/Demand Outlook 2005-2014*, Série statistique (ST) 2005-98, Calgary (Alberta), septembre 2005, p. 2.

viii Pembina Institute. *Oil Sands Fever - The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush*, novembre 2005, p. 35.

ix Pembina Institute, *Oil Sands Fever - The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush*, novembre 2005, p. 33.

x Le Pembina Institute a élaboré quatre scénarios pour prévoir la croissance des émissions de GES. Le deuxième meilleur scénario des prévisions d'émissions de GES a été retenu. Source : Pembina Institute, *Oil Sands Fever - The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush*, novembre 2005, p. 20.

xi Bachu et Shaw, « Evaluation of the CO2 sequestration capacity in Alberta's oil and gas reservoirs at depletion and the effect of underlying aquifers », *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 42, nº 9, p. 51-61, 2003.

xii Gouvernement du Canada, *Aller de l'avant pour contrer les changements climatiques : Un Plan pour honorer notre engagement de Kyoto*, 2005, p. 5 à l'adresse http://www.climatechange.gc.ca/kyoto_commitments.

xiii *Sustainability: The Dollars and Sense*. Clive Mather, présentation de Shell Canada Limited devant la Chambre de commerce de Vancouver, 2 mars 2006.

xiv La Municipalité régionale de Wood Buffalo, située dans le nord-est de l'Alberta, comprend les localités de Fort McMurray, Anzac, Conklin, Draper, Fort Chipewyan, Fort Fitzgerald, Fort MacKay, Gregoire Lake Estates, Janvier, Mariana Lake et Saprae Creek Estates.

xv Construction Owners Association of Alberta, *COAA on Labour Shortages: Key Messages*, décembre 2005.

xvi Nichols Applied Management, *Understanding Alberta's Labour Force: Looking to the Future*, document de discussion pour Ressources humaines et Emploi Alberta, septembre 2005.

xvii Ressources humaines et Emploi Alberta, *Building and Educating Tomorrow's Workforce: A framework to enhance Alberta's people capacity, 10-Year Strategy*, version de consultation, 27 janvier 2006.

xviii Ministre de l'Apprentissage de l'Alberta, ministre des Ressources humaines et du Développement des compétences Canada, ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration Canada, *Memorandum of Understanding for the Entry of Temporary Foreign Workers for Projects in the Alberta Oil Sands*.

xix Athabasca Regional Issues Working Group, feuillet d'information, juin 2005.

xx Athabasca Regional Issues Working Group, feuillet d'information, juin 2005.

xxi Nichols Applied Management, *Sustainable Community Indicators Summary Report*, version révisée, janvier 2006.

xxii Fort McMurray Real Estate Board.

xxiii Edmonton Real Estate Board.

xxiv Calgary Real Estate Board.

xxv Fort McMurray Landlord and Tenants Advisory Board.

xxvi Athabasca Regional Issues Working Group (RIWG) en collaboration avec : Municipalité régionale de Wood Buffalo; Fort McMurray Public Schools; Fort McMurray Catholic Board of Education; Northland School Division; Keyano College; et Northern Lights Health Region, *Wood Buffalo Business Case 2005: A Business Case for Government Investment in the Wood Buffalo Region's Infrastructure*, mars 2005.

xxvii Cela supposerait de construire une petite digue de réservoir dans une dépression de terrain puis de pomper l'eau de la rivière Athabasca en périodes de haut débit pour créer une réserve d'eau. L'eau de cette réserve pourrait ensuite être relâchée à nouveau en périodes de faible débit pour accroître le débit de la rivière et permettre aux exploitants de sables bitumineux de continuer leurs retraits d'eau. Source : Golder Associates, *Water supply security for oil sands mines by upstream offsite storage*. http://www.conrad.ab.ca/seminars.water_usage/Water_supply securityfor_oil_sands_mines_Sawatsky.pdf.

xxviii AESO.

xxix Par attributs énergétiques il faut entendre les attributs environnementaux et sociaux associés à la façon dont l'électricité est produite.

xxx Les gaz de synthèse sont un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone pouvant provenir de diverses sources, notamment du charbon, mais plus fréquemment, dans le cas des sables bitumineux, du bitume lourd ou des asphaltènes produits au moment de la valorisation.